

大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能

建设项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部

评价单位：核工业二四〇研究所

二〇二六年一月

大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产
能建设项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部

评价单位：核工业二四〇研究所

二〇二六年一月

打印编号: 1767056070000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	2o08gw		
建设项目名称	大庆古龙页岩油古页1井区Q9油层下段产能建设项目		
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页岩油勘探开发指挥部		
统一社会信用代码	91230607716675409L		
法定代表人 (签章)	陈林		
主要负责人 (签字)	吴逸		
直接负责的主管人员 (签字)	刘健		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	核工业二四〇研究所		
统一社会信用代码	121000004630045772		
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
付文君	2016035210352016211514000150	BH011052	付文君
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陈欣	环境保护措施及其可行性论证、环境风险评价	BH011208	陈欣
付文君	概述、总则、环境现状调查与评价、环境管理与监测计划、环境影响评价结论	BH011052	付文君
陈利	工程概况、环境现状调查与评价	BH011610	陈利

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目的特点	2
1.3 环境影响评价的工作过程	6
1.4 分析判定相关情况	8
1.5 选址合理性分析	40
1.6 关注的主要环境问题及环境影响	42
1.6 环境影响评价的主要结论	46
2.总则	48
2.1 编制依据	48
2.2 评价目的及原则	52
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	53
2.4 环境功能区划及环境评价标准	56
2.5 评价工作等级	64
2.6 评价范围及环境保护目标	75
2.7 评价工作内容及重点	81
3.建设项目工程分析	83
3.1 工程概况	83
3.2 现有工程分析	93
3.3 建设项目工程分析	110
4.环境现状调查与评价	152
4.1 自然环境现状调查与评价	152
4.2 环境保护目标调查	158

4.3 环境空气质量现状调查与评价	158
4.4 地下水环境现状调查与评价	161
4.5 声环境质量现状调查与评价	169
4.6 生态现状调查与评价	170
4.7 土壤环境现状调查与评价	210
4.8 地表水环境质量现状调查	222
4.9 区域污染源调查	229
5.环境影响预测与评价	231
5.1 环境空气影响预测与评价	231
5.2 地下水环境影响预测与评价	239
5.3 地表水环境影响分析	252
5.4 声环境影响预测与评价	255
5.5 固体废物环境影响分析	262
5.6 土壤环境影响预测与评价	266
5.7 生态环境影响预测与评价	269
6.环境保护措施及可行性论证	281
6.1 大气环境保护措施	281
6.2 地表水环境保护措施	285
6.3 地下水环境保护措施	288
6.4 声环境保护措施	297
6.5 固体废物污染防治措施	298
6.6 生态环境保护措施	301
6.7 土壤环境保护措施	306
6.8 温室气体管控	308
6.9 环保措施投资估算	309
6.10 环境影响经济损益分析	310

7.环境风险评价	312
7.1 物质危险性识别	312
7.2 生产系统风险性识别	314
7.3 环境风险分析	316
7.4 分析结论	320
7.5 环境风险防范措施	321
7.6 应急要求	324
7.7 风险评价结论	327
8.环境管理与监测计划	328
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	328
8.2 环境监控	329
9.环境影响评价结论	337
9.1 工程概况	337
9.2 环境质量现状	337
9.3 主要环境影响	339
9.4 公众意见采纳情况	341
9.5 环境影响经济效益分析	341
9.6 环境管理与监测计划	341
9.7 综合结论	341

附表:

- 附表 1 项目大气环境影响评价自查表
- 附表 2 项目地表水环境影响评价自查表
- 附表 3 项目土壤环境影响评价自查表
- 附表 4 项目声环境影响评价自查表
- 附表 5 项目环境风险简单分析内容表
- 附表 6 项目生态环境影响评价自查表

附图：

附图 1：地理位置图

附图 2：工程布置图

附图 3：与黑龙江省主体功能区规划位置关系图

附图 4：与大庆市水土保持规划位置关系图

附图 5：与大庆市环境管控单元分布位置关系图

附图 6：大气评价范围及保护目标分布图

附图 7：地表水评价范围及保护目标分布图

附图 8：地下水评价范围及保护目标分布图

附图 9：声环境评价范围图

附图 10：生态环境评价范围图

附图 11：土壤环境评价范围图

附图 12：区域水文地质图

附图 13：环境质量现状监测布点图

附图 14：生态样方、样线布点图

附图 15：生态环境现状图

附图 16：土壤类型分布图

附图 17：本项目位于古龙页岩油试验区中的位置图

附图 18：跟踪监测点位图

附图 19：生态恢复措施平面布置图

1.概述

1.1 建设项目由来

石油属于国家战略安全物资，随着国家经济的走强，国家对国内石油资源的需求越来越大。2020年6月，古页油平1井试油获得日产油30.5吨、日产气13032方的工业油流，试采产量保持稳定，标志着古龙页岩油勘探取得巨大突破。2020年12月6日习近平总书记对大庆古龙页岩油作出重要批示，国家能源局于2021年6月22日批准设立大庆古龙陆相页岩油国家级示范区，集团公司党组高度重视，成立领导小组及工作专班，并设立大庆古龙页岩油重大科技专项，全力加快古龙页岩油勘探开发进程。2024年3月，集团公司党组审议通过《新时代大庆油田当好标杆旗帜建设百年油田发展规划》，规划古龙页岩油2025年产量达100万吨，2030年产量达300万吨，2035年产量达500万吨。

大庆油田按照集团公司加快页岩油气发展的总体要求，深刻理解“页岩革命”的内涵和意义，聚焦国家级示范区建设，把古龙页岩油作为“1号工程”强力推进，深化地质基础及开发试验研究，明确了开发技术政策，实现Q₉油层的规模动用。2023年，在前期研究与实践的基础上，锁定轻质油带核心区地质认识清楚、试油高产稳产的Q₉油层开辟扩大试验区，方案部署54口水平井，整体获高产稳产，证实Q₉油层已具备规模效益开发条件，固化定型了配套开发技术。在此基础上，编制《大庆古龙页岩油Q₉油层产能建设项目开发方案》，方案部署水平井332口，建产能168.3万吨，其中2024年实施200口井，支撑2025年100万吨产量目标实现，2025~2029年每年实施26~28口井，可支撑百万吨稳产6年。2024年3月股份公司党组会和董事会审议通过了上述方案，并于2024年4月7日下达方案批复。后续，在整体方案的基础上，编制了2025年实施方案《大庆古龙页岩油古页2HC南区Q₉油层产能建设项目开发方案》，方案部署水平井26口，建产能13.2万吨，正在实施。本工程为整体方案中剩余（106口井）四个方

案其中一个实施方案，在古页 1 井区部署水平井 26 口，目标靶层为 Q₉ 油层下段，平面井距 500 米，水平段长度 1500~2500 米，建产能 13.34 万吨。评价期末累产油 75.7 万吨，油气当量 98.3 万吨，采出程度 12.4%。

1.2 建设项目的特点

1.2.1 工艺特点

1.2.1.1 拟建工程概况

本工程建设地点位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和大同区境内，地理位置图见附图 1。主要工程内容为，基建油井 26 口，形成平台 8 座，独立井 8 口，依托 1 号站和中心站进行原油及天然气处理与增压。新建集油支干线 48.35 千米。新建集气管道 3 条，共计 11.78 千米。新建中心井场 2 座，新建撬装设备 24 座，井口及干线电加热器 29 座；新建生化站和复配接转站各 1 座，复配回用管线 11 千米；新建综合维修中心 1 座；新建井口变电站 23 座，供电线路 36.9 千米；新建各类道路 18.15 千米；对本工程新建设施进行数字化建设。本工程不包括钻井工程和储层改造工程，仅为地面建设工程。

1.2.1.2 技术特点

充分依托区域内已建的 1 号增压分输站进行低含水油、伴生气增压，依托油气中心处理站进行原油脱水、原油稳定、天然气处理以及压裂返排液处理。站外系统结合井位部署情况充分依托 8H1 扩大试验区、Q9 产能工程建设的混输干线及分输干线，对无法依托的相对独立的区域新建集油集气干线。集油工艺采取“单管集油、中心井场预分离”工艺，配套建设集油、集气干线以及集油支线。采取油气分输工艺，设置中心井场，中心井场配套三相分离橇，实现油气水三相分离，分离含水油和伴生气。为了满足油井计量需求，井场采取“自动选井、轮换计量”，井场设计量分离橇及选井阀组橇。

1.2.2 项目产污特点及措施

1.2.2.1 施工期

(1) 废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、机械和车辆尾气、焊接烟尘等废气。

施工扬尘采取施工场地定时洒水抑尘，运输过程中，进行材料遮盖等防尘措施；加强对运输车辆的保养及维护；优先采用低烟尘、低毒性的焊条、焊丝，采用先进的施工工艺，减少焊接烟尘的产生。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括生活污水及管道试压产生的废水。管道试压产生的废水进入油气中心处理站的采出水处理站进行处理，处理后再进入生化站进一步处理，合格后全部进入复配接转站进行复配压裂液循环利用；生活污水集中收集后，生活污水拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。

(3) 噪声

本项目施工期主要噪声包括施工机械、车辆噪声等。施工过程中尽可能选取噪声低、振动小、能耗低的先进设备；加强施工机械设备的日常维护保养，保持最佳运行状态，降低噪声源强度；施工场地设置防噪声围挡，抑制噪声与振动的扩散；加强对施工人员的环境保护宣传和教育，做到文明施工。

(4) 固体废物

本项目施工期固体废物主要包括建筑垃圾、施工废料，以及施工人员产生的生活垃圾。

本项目建筑垃圾按要求进行分类收集处理，中可再生类废物可由废品收购站回收；对不能利用的，应按要求拉运至当地建筑垃圾调配场处理。本项目施工废料主要为管道施工过程焊接作业中产生的废焊条及废弃管道材料，应尽可能回收利用，无法回收利用的统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。本项目生活垃圾统一收集送杜蒙县生活垃圾处理厂处理。

（5）生态环境

本项目生态影响主要集中在管沟开挖、管道基础建设、管网敷设等对自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变，施工占地及工程机械、车辆运输噪声、灯光、振动等对动物的影响。施工时需严格控制施工作业带宽度，加强施工队伍管理；管沟开挖时，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植，可减少植被的破坏量，缩短植被重建的时间；对坡度较大地段，要搞好护坡工程的建设，根据工程段地质情况，分别采取不同的边坡防护措施。施工期结束后，水土保持措施得到实施后，进行植被种植和生态恢复，施工期严格履行各项污染治理措施，采用低噪声设备、运输车辆限速、禁鸣等措施，对生态系统、景观及动植物的影响可接受。因此，本项目施工对陆生生态的影响较小。

拟建工程主要穿越南部引嫩总干渠及连南引水渠道，采用定向钻穿越方式，施工期间不涉水施工，不会对南部引嫩总干渠及连南引水渠道产生直接影响。施工期的建设施工活动对水环境的产生的污染源主要为施工期间的管道试压废水、生活污水以及固体废物等，如不经处理而直接排放，将对施工附近湿地及南部引嫩总干渠及连南引水渠道水体造成一定程度的污染，导致局部水域水体悬浮物浓度增加，影响河流局部河段水质，进而对水生生态造成影响。本项目施工产生的生活污水排入已有施工营地防渗污水池，定期进行清运；产生的管道试压废水进入油气中心处理站，处理后进入生化站处理，处理后全部进入复配接转站进行复配压裂液循环利用；生活垃圾统一收集送杜蒙县生活垃圾处理厂。因此，本项目施工对水生生态的影响较小。

1.2.2.2 运行期

（1）废气

本项目运营期的大气污染主要来自集输过程中井场及场站处理过程无组织挥发的烃类气体以及生化站产生的硫化氢和氨等恶臭气体。油气集输采用密闭流程，通过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，确保项目无组织废气治理措施

有效可行。

（2）废水

本项目运营期产生废水的主要为采出液经过油气水分离后产生的油田含油污水、井下作业过程中产生的废水和综合维修中心工作人员产生的生活污水。含油污水、井下作业过程中产生的废水进入油气中心处理站的采出水处理站处理合格后，进入本工程新建的生化站进行处理，处理后进入本工程新建的复配接转站回用于井场压裂。本项目新建的生化站和复配接转站不新增劳动定员，不增加生活废水；新建的综合维修中心，新增人员 80 人，产生的生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。

（3）噪声

本项目运营期噪声源主要是抽油机、两相计量分离橇、三相分离橇及生化站和复配接转站的泵类等设备产生的噪声。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等。

（4）固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、废含油防渗布和生活垃圾等。本项目新建前线综合维修中心新增人员 80 人，产生的生活垃圾统一收集送杜蒙县生活垃圾处理厂。运营期油井作业、依托场站清淤及生化站产生的含油污泥及落地油属于危险废物（HW08），统一收集送黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）限值后，用作垫井场和通井路。油井作业产生的废含油防渗布（HW08）属于危险废物，均暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

（5）生态环境

本项目运行期油井作业尽量在永久占地内进行作业，不新增临时占地，施工期临时占地在施工结束后，立即覆土恢复植被，最大限度保障群落的

生物多样性，尽快恢复裸露地面。运行期各类污染物均采取有效措施不随意排放，正常工况下，对生态环境的影响较小。通过采取本环评要求的生态环境防控措施，使工程对生态环境的影响降低至可接受程度。因此，本项目生产建设对周围生态环境影响小，生态环境质量不会出现明显变化。

1.3 环境影响评价的工作过程

2025 年 11 月，我单位接受大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥“大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目”环境影响评价工作委托后，立即组织有关技术人员于 2025 年 11 月进行了现场踏勘，前往页岩油指挥部办公室与相关负责人对接，并要求各相关部门组织召开了资料收集临时会议，明确各部门应提供的资料种类。最终与各部门对接后，收集了与项目有关的地面工程方案、油藏方案等相关的技术资料，并根据项目类别、排污特征和当地区域环境，确定评价等级、评价因子和预测因子。结合项目特点及开发区域概况于 2024 年 11 月实施了评价区环境现状调查与监测，包括废气、噪声、包气带、地下水、地表水、土壤等污染物排放监测及环境质量监测，并根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》和项目特点制定环境监测计划。通过全面深入调查与综合、类比分析，依据国家相关环保法律法规、环境影响评价技术导则的要求，开展《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目环境影响报告书》的编制工作，最终于 2025 年 12 月 30 日完成报告初稿编制。

编制过程中针对本项目开展了公众参与工作，2025 年 11 月 27 日，建设单位在大庆油田网对本次环境影响评价工作进行了第一次公示。2025 年 12 月 25 日-2026 年 1 月 8 日，在本项目环境影响报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在黑龙江环保技术服务网对本次环境影响评价工作进行了征求意见稿公示，在二次公示期间，在附近村庄以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，并在大庆油田报上进行了 2 期报纸公示，公示期间均未收到群众意见。2026 年 1 月 9 日完成环境影响评价报告编制汇总工作。

在此基础上，我单位按照国家相关环保法律法规和技术规范要求，编制完成了《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目环境影响

报告书》，现将相关材料交由建设单位提请审查、上报。

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，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》相关内容，本项目属于“五、石油和天然气开采业 07-7 陆地石油开采 0711”类别中“页岩油开采，应编制环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案、采油工程方案及地面工程建设方案的基础上，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二级；地下水环境影响评价工作等级为二级和三级；地表水评价等级确定为三级 B；声环境影响评价工作等级确定为二级；生态影响评价工作等级为二级；土壤环境影响评价工作等级为一级和二级；环境风险评价等级为简单分析。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 1.3-1。

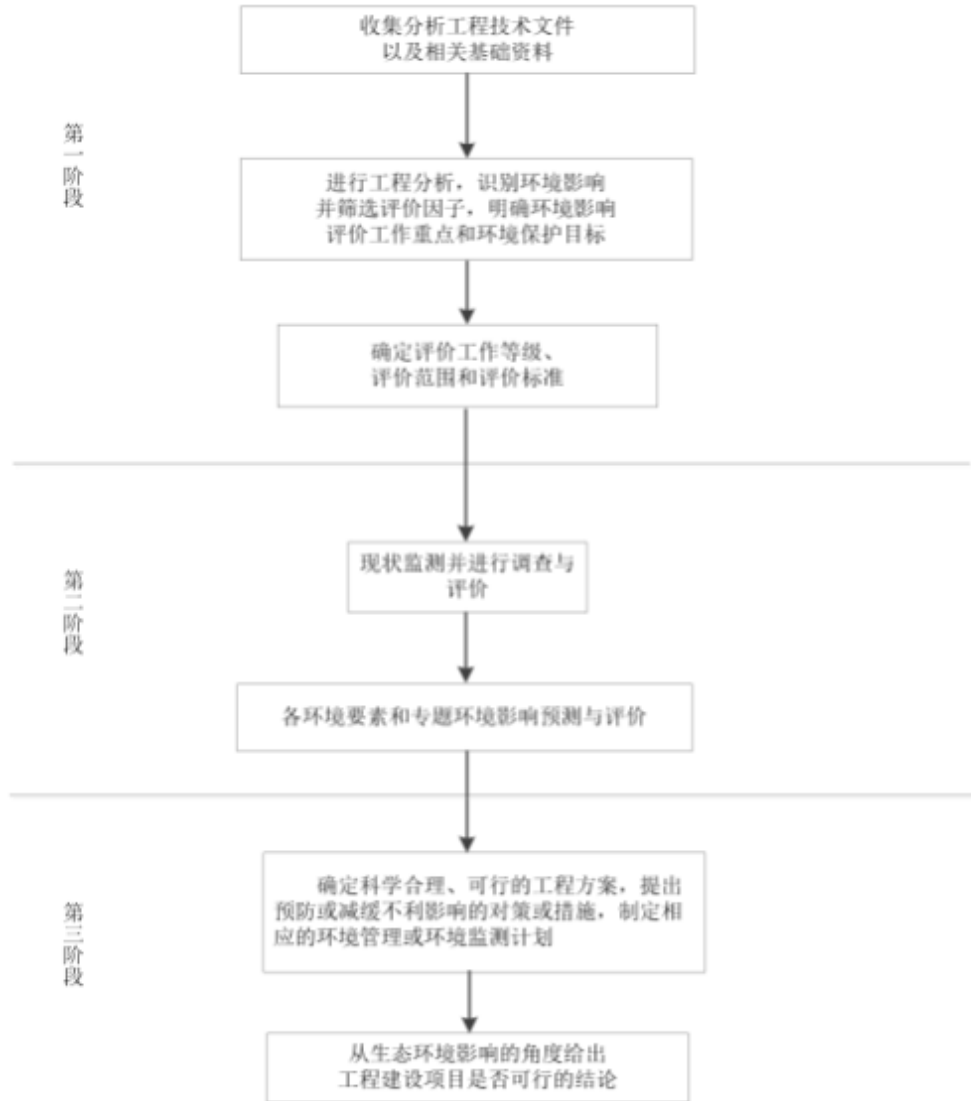


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为页岩油开采项目，主要建设内容包括新建污水站、部署产能井、建设配套集输管线、道路等。根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中第三章第二节提出：服务保障油田产能建设。加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，报告提出：当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。本项目建设符合纲要要求。

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确提出：服务保障油田产能建设。加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务‘绿色通道’，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限，争取省里将油田产能建设涉及的占用林地、草原、湿地、耕地等方面审批权限授予大庆，在省直部门实行备案管理。争取国家和省里明确自行复垦企业已经征收废弃土地并垦造出耕地的（用地手续时已落实耕地占补平衡）可用于换取补充耕地指标的政策和操作流程。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。加快体制机制创新，全力推动百年油田建设，力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战。本项目建设符合纲要要求。

1.4.2.3 与主体功能区规划符合性分析

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和大同区。根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市辖区包括萨尔图区、龙凤区、让胡路区、大同区

和红岗区，属于国家级重点开发区域。大庆市杜尔伯特蒙古族自治县泰康镇、肇源县肇源镇和新站镇属于重点开发城镇，杜尔伯特蒙古族自治县和肇源县其他区域属于限制开发区域（国家农产品主产区）。

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、大同区和平街道境内。大同区涉及区域属于国家级重点开发区域，功能定位：国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地，国家服务外包示范基地，国内著名自然生态和旅游城市。杜尔伯特蒙古族自治县属于限制开发区域（国家农产品主产区），功能定位：以提供生态产品为主，保障生态安全的重要区域，人与自然和谐相处的示范区。本工程与功能区划位置关系见附图 2。

表 1.4-1 本项目区域生态功能区划表

序号	区域划分	文件要求	符合性分析	符合性
1	重点开发区域	重点开发区域要结合环境容量，实行严格的污染物排放总量控制指标，较大幅度减少污染物排放量	本项目所在区域属于环境达标区，在生产运行阶段采用密闭集输和密闭装车工艺，井口采用电加热方式，废气污染物排放量较少；生产运行过程中产生的含油污水、作业废水处理达标后用于复配压裂液，促进水资源的充分利用；各类固体废物均合规处置；采取以上措施后，较大幅度减少了污染物排放量	符合
2		重点开发区域要按照国内先进水平，根据环境容量逐步提高产业准入标准	本项目所在区域属于环境达标区，运营期井场采用电加热的方式，依托站场采用天然气作为燃料，均为先进、清洁生产工艺	符合
3		重点开发区域要积极推进控制排污权交易制度改革，合理控制该区域主要污染物排放总量，制定合理的排污权有偿取得价格，鼓励新建项目通过排污权交易获得排污权	本项目采用密闭集输工艺，减少无组织废气排放，井口采用电加热方式，后期根据地方管理部门要求开展排污相关工作	符合
4		重点开发区域要注重从源头上预防环境污染，建设项目要加强环境影响评价和环境风险防范	本项目采用密闭集输工艺，减少无组织废气排放，井口采用电加热方式，依托站场采用天然气作为燃料；已开展环境影响评价工作，并建立风险防范体系，定期开展应急演练，提高应急处置水平	符合

序号	区域划分	文件要求	符合性分析	符合性
5		重点开发区域要合理开发和科学配置水资源,控制水资源开发利用程度,在加强节水的同时,限制入河排污总量,保护好水资源和水环境,加大空中云水资源的开发力度	本项目施工期的生产废水经过处理合格后进入复配接转站用于复配压裂液循环利用,不外排,生活污水集中收集后,生活污水拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理;生产运行过程中产生的含油污水处理达标后用于复配压裂液,促进水资源的充分利用,不外排,生活污水生活污水经化粪池预处理后,进入一体化生活污水处理装置,出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》(GB/T18920-2020)中城市绿化标准后最终排至污水池,作为绿化用水,剩余污水外运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理	符合
6		限制开发区域要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段,实现污染物排放总量持续下降,完成主要污染物减排目标,实现环境质量状况达标	本项目所在区域属于环境达标区,在生产运行阶段采用密闭集输工艺,减少无组织废气排放,井口采用电加热方式,依托站场采用天然气作为燃料,废气污染物排放量较少。生产运行过程中产生的含油污水处理达标后用于复配压裂液,促进水资源的充分利用,各类固体废物均合规处置	符合
7		限制开发区域要从严控制该区域主要污染物排放总量	本项目采用密闭集输工艺,减少无组织废气排放,井口采用电加热方式,依托站场采用天然气作为燃料;生产运行过程中产生的含油污水处理达标后用于复配压裂液,促进水资源的充分利用,不外排	符合
8	限制开发区域	限制开发区域要尽快全面实行矿山环境治理恢复保证金制度,并实行较高的提取标准	本项目为页岩油产能项目,开发部署区位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内,属于采油九厂辖区,全面实行矿山环境治理恢复保证金制度,并实行较高的提取标准,矿山环境治理恢复保证金建账账户正在办理过程中。	符合
9		限制开发区域要加大水资源保护力度,适度开发利用水资源,实行全面节水,满足基本的生态用水需求,加强水土保持、环境修复和保护	本项目施工期的生产废水经过处理合格后进入复配接转站用于复配压裂液循环利用,不外排,生活污水集中收集后,生活污水拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理;生产运行过程中产生的含油污水处理达标后用于复配压裂液,促进水资源的充分利用,不外排,生活污水生活污水经化粪池预处理后,进入一体化生活污水处理装置,出水达到《城	符合

序号	区域划分	文件要求	符合性分析	符合性
			市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理	

综上所述，本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》环保管理要求。

1.4.2.3 与生态功能区规划符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域属于I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐浸控制化生态功能区，该功能区由黑龙江省肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县组成，总面积 14200 平方公里，主要生态系统服务功能为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游。

表 1.4-2 本项目区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向	符合性分析
I-6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区	沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游	建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业	本项目位于位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和大同区境内，占地类型主要为耕地（基本农田）、草地等。本项目在施工过程中站场、井场和管线施工时将原有表土单独堆放，用于临时占地地貌和植被恢复。施工结束后进行分层回填，促进临时占地恢复原有功能；落实防沙治沙和水土保持措施，减少施工过程对环境的影响

根据《黑龙江省生态功能区规划》，本项目在按照上述措施施工后，本项目不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施。因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.2.4 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见下表。

表 1.4-3 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	<p>①为减少因交通运输造成的扬尘污染，采取合理规划道路、运输路线，尽量利用现有公路网络；</p> <p>②运输道路、施工场地定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，实行湿法吸扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；</p> <p>③运料车辆在运输时，车辆采取全密闭措施，必要时在运料顶部加盖篷布，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；</p> <p>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；</p> <p>⑤合理规划施工进度和时间，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业；</p> <p>⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复；</p> <p>⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物</p>	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。鼓励涂装类工业园区和企业集群统筹规划建设集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心。加强汽修、餐饮等行业 VOCs 综合治理	<p>①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄漏；</p> <p>②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；</p> <p>③加强中心井场运行管理，提高油气分离效率，减少轻烃挥发；</p> <p>④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；</p> <p>⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；</p> <p>⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，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》中 5.9 要求</p> <p>⑦储层改造过程试油工段产生的放喷废气和放空气体均经过火炬燃烧后排放，减少 VOCs 废气排放</p>	符合
3	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明	①施工期进行合理布局，高噪声设备分散布置，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；	符合

序号	相关要求	符合性分析	符合性
	确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，地级及以上城市全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求	<p>②施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，并注意维护保养，减少因为设备异常运行产生的噪声影响周边环境；</p> <p>③合理安排施工进度和施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；</p> <p>④对于运输路线可能涉及的村屯，在施工前施工单位应向村民进行公告，并合理安排物料及设备运输时段，避开居民休息时段；</p> <p>⑤注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。</p> <p>通过采取以上防治措施，可以降低施工期设备噪声对周围敏感目标的影响，施工井场能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中要求（昼间 70d(A)、夜间 55dB(A)）</p>	
4	加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施	<p>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；</p> <p>②油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及油污的随意排放，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%；</p> <p>③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查；</p> <p>④管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温；</p> <p>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；</p> <p>⑥运营期定期检查、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；</p> <p>⑦本项目现已委托开展环境影响评价工作，并在工作中提出防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，并将其纳入竣工环保验收范围内</p>	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理	<p>本项目建设单位每年制定监测方案，定期对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。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。同时，本次评价设置了地下水、土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况，建设单位按要求定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理工作，</p>	符合

序号	相关要求	符合性分析	符合性
6	依法实行排污许可制度。严格落实法律、法规关于排污许可管理的相关规定，健全以排污许可制为基础的环境管理制度体系，排污单位必须持证排污、按证排污，自证守法。妥善处理排污许可与环评制度的关系，构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系，加强排污许可证后管理，落实排污许可证“一证式”管理，推动总量控制、生态环境统计、生态环境监测、生态环境执法等生态环境管理制度衔接。持续做好排污许可证换证和登记延续动态更新	建设单位于 2025 年 09 月 12 日办理排污许可登记变更，登记编号：91230607716675409L021X，有效期为 2025 年 09 月 12 日至 2030 年 09 月 11 日	符合

1.4.2.5 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》（庆政规〔2022〕7号）符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》（庆政规〔2022〕7号）符合性分析见下表。

表 1.4-4 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求的符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理	运输车辆合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；施工场地、运输道路采取洒水抑尘措施，施工场地设置围挡，定期清扫散落在施工场地的泥土，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；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；临时土堆表面铺设苫布，周围用重物压实；避免大风天作业	符合
2	开展 VOCs 全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、化工、工业涂装、制药、农药等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路	①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄漏； ②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，偏远井采用密闭装车工艺，最大限度降低烃类气体的挥发； ③加强中心井场运行管理，提高油气分离效率，减少轻烃挥发； ④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发； ⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；	符合

序号	相关要求	符合性分析	符合性
		⑥定期对套管进行检测； ⑦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）中 4.0mg/m ³ ）要求	
3	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求	①合理安排施工时间。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。通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求（昼间≥70dB（A）、夜间≥55dB（A）），不会对声环境产生较大影响	符合
4	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按照国家 and 行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测	地下水实施分区防控，地面建设期油井井场地面压实，防渗性能满足简单防渗区要求，井场三相分离器、两相计量分离撬为一般防渗区，防渗性能满足一般防渗区要求。地下集油管道和复配管道属于重点防渗区，集油管道和复配管道采用无缝钢管或高密度聚乙烯复合管道，同时采取阴极保护措施，保证管道完整性，防渗性能满足重点防渗技术要求。新建生化站微生物反应池、气浮装置及外输水罐和复配接转站储水罐为重点防渗区，防渗性能满足重点防渗区要求。生化站和复配接转站其它生产区域为一般防渗区，防渗性能满足一般防渗区要求。 运行期油水井作业井场铺设人工防渗层聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求。 本项目投入运行后，制定年度监测计划，定期开展土壤和地下水环境质量监测	符合
5	依法实行排污许可制度。严格落实法律、法规关于排污许可管理的相关规定，健全以排污许可制为基础	建设单位于 2025 年 09 月 12 日办理排污许可登记变更，登记编号：91230607716675409L021X，有效期为 2025 年 09 月 12 日至 2030 年 09 月 11 日	符合

序号	相关要求	符合性分析	符合性
	的环境管理制度体系，法律规定范围内的“排污单位”必须持证排污、按证排污，自证守法。妥善处理排污许可与环评制度的关系，构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系，加强排污许可证后管理，落实排污许可证“一证式”管理，推动总量控制、生态环境统计、生态环境监测、生态环境执法等生态环境管理制度衔接。持续做好排污许可证换证和登记延续动态更		

1.4.2.6 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035）》符合性分析

《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》于 2024 年 9 月 18 日发布，本项目属于页岩油产能项目，位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和大同区境内。与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4-5 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	第三章 目标定位和空间战略：第一节 发展目标	资源型城市转型取得有效进展，油气资源开发利用能力和科技创新水平进一步增强，稳步推进页岩油勘探开发，稳步跻身东北地区营商环境最优城市行列，成为产业数字化转型样板	本项目属于页岩油产能项目	符合
2	第五章 严格保护耕地，推进乡村全面振兴：第 22 条严守耕地底线，稳定优质耕地布局	全面实施耕地数量、质量、生态“三位一体”保护。强化永久基本农田特殊保护，对黑土耕地实行战略性保护，严格耕地用途管制，严格控制建设占用耕地，落实耕地占补平衡和进出平衡	本项目占地不可避免的占用黑土地。在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。本项目建设过程中，对占用的黑土地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用黑土地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用	符合

序号	文件要求		符合性分析	符合性
			于开垦新的耕地	
3	第六章 筑牢生态安全屏障：第一节 建立自然保护地体系	建设分级管控的自然保护地体系。依据生态系统重要程度和保护强度，将国家公园、自然保护区和自然公园分为中央直接管理、中央地方共同管理、地方管理三级，实施分级管控。自然保护地实行分区管控，加大封育力度、森林防火力度，区域内以生态保护修复活动为主	本项目评价范围内不涉及国家公园、自然保护区和自然公园	符合
4	第六章 筑牢生态安全屏障：第 31 条 草原资源保护利用	因地制宜、分类施策、科学开展草原生态保护修复。实行自然修复为主、人为干预为辅的修复治理政策方针，通过促进草原自然修复、科学防治有害生物、统筹推进林草生态治理、建植草原景观植被等方式，科学开展退化草原生态修复，持续改善草原生态状况，增强草原生态系统稳定性	本项目草地占用主要为管道施工和井场施工临时占用，施工结束后采用分层回填方式，并采取生态恢复措施，保护区域草原生态系统	符合
5	第六章 筑牢生态安全屏障：第 32 条 湿地资源保护利用	加强湿地自然保护区的有效管理。严格按照《中华人民共和国湿地保护法》《黑龙江省湿地保护条例》的要求全面系统保护现有湿地资源，通过构建湿地生态廊道和保护网络，提升湿地生态系统质量和稳定性，强化湿地保护和恢复。进一步强化对重点保护对象的保护和恢复，特别是对珍稀濒危物种、独特生态系统的保护。	本项目不涉及重要湿地，部分管道穿越一般湿地，施工结束后恢复原始地貌，对区域生态系统影响较小	符合

本项目为油田开发项目，属于国家能源设施重点建设项目，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让基本农田，在本项目用地审批程序及占补要求满足《中华人民共和国基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”的前提下，符合《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》规划要求。

1.4.2.7 与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》于 2024 年 11 月 7 日发布，本项目属于页岩油开采项目，其中古页 1 井区位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县，属于采油九厂辖区。与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4-6 与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	第三章 国土空间目标与战略：第三节 国土空间开发保护发展战略	加速融入黑龙江省哈大齐牡绥轴线，合理开发页岩油气产业，促进石油资源转型创新，助力杜尔伯特“工业立县”	本项目属于页岩油产能项目，有助于开发页岩油气产业	符合
2	第四章 以“三区三线”为基础，优化国土空间开发保护格局：第一节 统筹划定落实三条控制线	生态保护红线内严格禁止开发性、生产性建设活动，原则上自然保护区核心保护区内禁止人为活动，其他区域在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。同时需要加大对生态保护红线的管控力度，严格控制生态保护红线的准入要求，确保生态保护红线的功能连续性和完整性	本项目不在生态保护红线范围内	符合
3	第五章 保障绿色有机农业空间：第二节 实施黑土耕地“三位一体”保护	规划期内开展耕地和永久基本农田建设工程，加大耕地保护力度，严格限制各项非农业建设占用耕地。经批准占用耕地的，实行占补平衡，保持耕地面积稳定，质量提高。全力推进耕地和永久基本农田保护和建设，到 2035 年全域耕地和永久基本农田主要分布在江湾乡、胡吉吐莫镇、他拉哈镇、腰新乡	本项目占地类型主要为草地和耕地；在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，严格落实大庆市下达的耕地保护，永久基本农田保护任务	符合
4	第六章 筑牢廊带交织生态空间：第三节 分类推进生态资源保护与利用	规划至 2035 年，杜蒙县草原面积保持稳定，草地质量不断提升。杜蒙县草地资源丰沛，草地遍布全域，与耕地、水域穿插分布。规划以天然牧草地为基底，以人工牧草地为核心，构筑保障县域农牧生态网络体系，科学确定禁牧区、轮休区，最大限度保护草地资源	本项目草地占用主要为管道施工和井场施工临时占用，施工结束后采用分层回填方式，并采取生态恢复措施，保护区域草原生态系统	符合

序号	文件要求		符合性分析	符合性
5	第六章 筑牢廊带交织生态空间：第三节 分类推进生态资源保护与利用	规划至 2035 年，杜蒙县湿地面积保持稳定，湿地保护率不低于 65%。坚持“全面保护、生态优先、突出重点、合理利用、持续发展”的方针，最大限度维护湿地生物多样性及湿地生态系统结构和功能的完整性，严格落实总量控制与限额使用、依法占用、占补平衡、生态补偿等湿地管理制度，确保杜蒙县湿地面积不减少、湿地性质不改变、湿地功能不破坏、湿地质量不降低。以更好地保护生物多样性，增加空气的湿度和美化环境，增强湿地的水文调节和水循环功能	本项目部分管道穿越湿地，施工结束后恢复原始地貌，对区域生态系统影响较小	符合

根据上表分析可知，本项目符合《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》规划要求。

1.4.2.8 与《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》于 2024 年 6 月 12 日发布，本项目中有约 60m 通井路位于大庆市大同区和平街道。与《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4-7 与《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	第七章 优化城镇与产业空间布局，推进城乡融合与乡村振兴：第三节 优化产业空间布局	加强页岩油等非常规油气资源勘探开发。积极构建多能融合的新发展格局，形成页岩油绿色、低碳、智能化生产模式，建成智能化绿色油田示范基地。为页岩油相关勘探、开采、管理维护、技术研发、装备制造、配套功能等方面的空间需求预留增量空间	本项目属于页岩油钻井工程，有助于形成页岩油绿色、低碳、智能化生产模式，建成智能化绿色油田示范基地	符合
2	第四章 构筑国土空间开发保护新格局：第一节 严守安全底线	大同区是大庆油田重要的石油生产基地之一。处理好矿产资源勘查开采与生态保护红线及永久基本农田等控制线的关系，油气资源可以在城镇开发边界、耕地与基本农田、自然保护地一般控制区进行开采，禁止在水源地、自然保护地核心区内开采	本项目评价范围内不涉及自然保护区，本项目未在水源地、自然保护地核心区内开采	符合
3	第五章 严格保护农业空间，巩固农产	严格落实耕地保护任务。严禁违规占用耕地，严格控制非农建设占用耕地，遏制耕地“非农化”、防止“非粮化”，引导农业结	本项目占地类型主要为草地，不占用耕地	符合

序号	文件要求		符合性分析	符合性
	品优势地位： 第二节全面实施耕地“三位一体”保护	<p>构调整向有利于保护耕地的方向转变。压实耕地保护主体责任，对耕地保护责任目标完成情况定期考核，实行耕地保护党政同责、终身追责。</p> <p>严格落实耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田。确需占用的，必须做到补充的耕地数量相等、质量相当、产能不降，按照国家建立的统一补充耕地监管平台要求，严禁占优补劣、占水田补旱地。严格落实耕地占补平衡责任，落实补充耕地任务。对未纳入耕地保护目标的耕地，同等严格落实占补平衡。涉及占用黑土耕地的，应在黑土区范围内统筹落实补充耕地任务，并按照规定标准对耕作层土壤进行剥离再利用</p>		
4	第六章 筑牢生态安全屏障，保护生物多样性：第二节保护培育各类生态系统	<p>严格落实草原保护制度，严禁占用基本草原。在草地上建造永久性、临时性的建筑物、构筑物，以及其他改变草地用途的建设行为，包括资源勘查、开采矿藏和各项建设工程，临时占用等建设项目，应以不占用或尽量少占草地为原则，重点工程建设确需占用的，应当依法办理审核手续，先审批后占用；经确权登记的草原变成除草原以外的其他农用地以及设施用地均需要依法进行审核审批，同时在一定范围内落实草地占补平衡制度。</p> <p>按照整体保护、系统修复、综合治理的要求，针对草原利用不合理、种业发展滞后以及承包经营中存在的问题，分区施策科学合理利用草原，完善草原承包经营制度，大力发展草种业路径。对于已经严重退化、沙化、碱化的草原禁止放牧，并根据草原保护、建设、利用规划开展草原保护建设，划定治理区，组织专项治理</p>	<p>本项目草地占用主要为道路占用，在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。</p>	符合
5	第六章 筑牢生态安全屏障，保护生物多样性：第二节保护培育各类生态系统	<p>保护境内重要湿地，推进湿地自然生境建设。以重要生态区域湿地生态系统恢复和修复为突破口，采取积极有效的修复措施，确保湿地生态系统稳定，维持和建造湿地生物群落，促进湿地生态系统自我修复，提升湿地质量，推动湿地上档升级。重点针对油田开发区退化湿地、盐碱湿地进行恢复，实施湿地恢复与保护示范工程，提出石油开发区</p>	<p>本项目不涉及重要湿地，对区域生态系统影响较小</p>	符合

序号	文件要求	符合性分析	符合性
	湿地生态系统保护、污染防治以及受损湿地生态系统恢复的对策与措施,努力降低石油开采对湿地的不良影响		

根据上表分析可知,本项目符合《大同区国土空间总体规划(2021-2035年)》规划要求。

1.4.2.9 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》关要求符合性分析详见表 1.4-8。

表 1.4-8 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度,划定耕地保护红线和基本农田控制线,严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策,确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务	本项目属于国家能源设施重点建设项目,根据地下储层特性,无法避让耕地(非基本农田),本项目在施工前需要征收土地,应报请相关主管部门同意,取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。项目建设过程中,对占用的耕地,按照“占多少,垦多少”的原则,由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地;如果没有条件开垦时,按照省的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地	符合
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则,实行严格的用途管制,严控非农建设用地规模,尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束,使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地	本项目施工过程中,需遵守《大庆油(气)田建设工程用地规范》规定,严格控制施工作业面积,加强施工管理,尽量减少占地面积,并规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,不准乱挖、乱采野生植物	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的,应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度,及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案,统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。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,针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一,质量相等”的要求进行易地补充耕地,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	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松(翻)整地,打破犁底层,增加土壤通透性和耕层厚度,建立“土壤水库”,提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力,实现春旱秋防	本项目对临时占用的耕地采用深松深耕的方式,进行复垦	符合

1.4.2.10 与《大庆市水土保持规划》（2015-2030 年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015-2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和大同区境内。大同区和平街道所在区域属于市级水土流失重点预防区，杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇属于水土流失重点治理区。本项目区块所在位置与大庆市水土保持规划位置关系见附图 3。相符性分析见下表。

表 1.4-9 与《大庆市水土保持规划（2015-030）》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	根据水土保持法第十二条，黑龙江省水土保持条例第十二条、十三条、十四条规定，在国家和省级水土流失重点预防区和重点治理区划定基础上，结合大庆市实际，划定市级水土流失重点预防区和重点治理区公告如下：重点治理区：肇州县杏树岗镇，大同区，林甸县，肇源县，杜尔伯特蒙古族自治县	杜尔伯特蒙古族自治县属于水土流失重点治理区	/
2	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”	本项目在施工过程中采用“分层开发、分层堆放、分层回填”的施工方式，以便植被恢复，临时占用的耕地等质等量复耕、草地等质量恢复。通过采取上述措施后，临时占地地貌会逐渐恢复至原有水平	符合
3	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”	本项目产生的各类生产废水处理达标后用于复配压裂液，合理处置，不外排；施工结束后对破坏植被用地区域采取恢复植被的方式，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势	符合
4	4.1.2 预防对象“全市范围的各种开发建设活动” 4.2.1.2 技术措施中要求“在治理工程中，优先使用封禁等生态修复措施，保护自然植被，恢复采伐迹地植被”	本项目施工结束后对临时占地进行植被恢复，减少施工活动对生态环境的影响	符合
5	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”	本项目为石油产能项目，结合本项目工程内容，因地制宜选择施工季节，避免大风及强降水期作业；施工材料合理堆放，降低对植物的扰动；规范运输车辆行驶路线，采用“一”字型作业法，禁止碾压和破坏地表植被；管沟挖、填方作业互补平衡，分层回填土方予以平整、压实；对临时占地进行植被生态恢复，降低人为因素	符合

序号	文件要求	符合性分析	符合性
		导致当地土壤盐碱化的趋势；强化管理，树立保护耕地警示牌，减少人员随意践踏造成的水土流失	

本项目选址较分散，施工期开挖面积小，施工期短，土石方就近利用临时占地进行堆放，用于回填和土地平整，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡，项目不产生弃土。剥离表层土临时堆场设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015—2030 年）要求。

1.4.3 生态环境分区管控符合性分析

1.4.3.1 与黑龙江省生态环境分区管控数据相交情况

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》，大庆市划定环境管控单元 72 个，其中优先保护单元 14 个，重点管控单元 14 个，一般管控单元 44 个。本工程与环境分区管控单元位置关系见附图 4。本项目涉及区域包括大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇，大同区和平街道。杜尔伯特蒙古族自治县共涉及优先保护单元 1 个，重点管控单元 1 个，一般管控单元 3 个。大同区共涉及优先保护单元 1 个，一般管控单元 1 个。本次结合《黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台》出具的报告，开展本项目的三线一单符合性分析。

根据《生态环境分区管控分析报告》，本项目位置涉及大庆市杜尔伯特蒙古族自治县区和大庆市大同区，涉及优先管控单元、重点管控单元和一般管控单元，不涉及生态保护红线、自然保护地、饮用水水源保护区、国家级水产种质资源保护区。与优先保护单元交集面积为 0.13km²，占项目占地面积的 24.17%；与一般管控单元交集面积 0.41km²，占项目占地面积的 75.82%；与地下水环境重点管控区交集面积 0.01km²，占项目占地面积的 2.1%，与地下水环境一般管控区交集面积 0.53km²，占项目占地面积的

97.9%。

1.4.3.2 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

本项目涉及区域包括大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、大同区和平街道，根据中共黑龙江省委办公厅黑龙江省人民政府办公厅关于加强生态环境分区管控的实施意见（2024 年 6 月 8 日）、《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）、《关于发布 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑环发〔2024〕1 号）及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》可知，并将本项目矢量数据上传至黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，根据应用平台出具的分析报告和大庆市生态保护红线分布图可知，本项目不在生态保护红线内区域范围内。因此项目建设符合生态保护红线要求。

1.4.3.3 环境质量底线

本工程所在区域位于大气环境一般管控区，本工程所在区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状的监测数据，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）二级标准要求，空气质量好，尚有容量进行项目建设。通过环境影响分析可知，本工程建设实施后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

工程建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 建设用地土壤污染风险筛选值；农用地执行

《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 农用地土壤污染风险筛选值。通过现状监测结果可知，评价区域内拟建井处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。根据土壤环境质量标准的划分原则，评价区域内的土壤中各项指标能够满足相应的土壤标准限值，区域内土壤环境质量状况良好。

本工程位于地下水重点管控区和一般管控区，评价区域内地下水主要用于工农业用水及生活用水，从评价结果可知，评价地区地下水各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》中 III 类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求。

本工程位于水环境一般管控区，本工程废水均不外排，均能得到合理处置，正常情况下不会对周围地表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。

本工程与地下水分区管控要求符合性见下表。

表 1.4-10 项目与地下水环境管控区相关要求符合性

环境管控区编码	环境管控区名称	所属地市	所属区县	管控区类型	管控要求	符合性
YS2306246 220002	杜尔伯特蒙古族自治县地下水环境二级管控区	大庆市	杜尔伯特蒙古族自治县	重点管控区	空间布局约束 1.严格建设项目土壤环境影响评价制度。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，依法进行环境影响评价，提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。2.合理规划污染地块用途，从严管控农药、化工等行业中的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。3.污染地块未经治理与修复，或者经治理与修复但未达到相关规划用地土壤环境质量要求的，有关环境保护主管部门不予批准选址涉及该污染地块的建设项目环境影响报告书或者报告表。 环境风险防控 1.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	1.本项目为油气开发项目，已委托开展环境影响评价工作，提出防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，并纳入验收范围；自行监测中未发现土壤和地下水污染现象； 2.本项目不属于“两高”项目，定期开展清洁生产工作

					<p>施，并建设地下水水质监测井进行监测，防止地下水污染。2.指导地下水污染防治重点排污单位优先开展地下水污染渗漏排查，针对存在问题的设施，采取污染防渗改造措施。3.重点单位在隐患排查、监测等活动中发现工矿用地土壤和地下水存在污染迹象的，应当排查污染源，查明污染原因，采取措施防止新增污染，并参照污染地块土壤环境管理有关规定及时开展土壤和地下水环境调查与风险评估，根据调查与风险评估结果采取风险管控或者治理与修复等措施。</p> <p>污染物排放管控</p> <p>新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平，依法制定并严格落实防治地下水污染的措施。</p>	
YS2306246 310001	杜尔伯特蒙古族自治县地下水环境一般管控区	大庆市	杜尔伯特蒙古族自治县	一般管控区	<p>环境风险管控</p> <p>1.土壤污染重点监管单位应当履行下列义务：（一）严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况；（二）建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；（三）制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门。2.重点单位新、改、扩建项目地下储罐储存有毒有害物质的，应当在项目投入生产或者使用之前，将地下储罐的信息报所在地设区的市级生态环境主管部门备案。3.重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。重点区域包括涉及有毒有害物质的生产区，原材料及固体废物的堆存区、储放区和转运区等；重点设施</p>	1.本项目提出落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，纳入验收范围；2.本项目建设单位为大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部，目前未纳入重点单位，但制定自行监测方案，按照自行监测方案开展监测；3.定期开展隐患排查工作，建立档案，目前不涉及地下储罐；4.本项目已制定监测计划，定期开展地下水监测；目前未发现土壤
YS2306066 310001	大同区地下水环境一般管控区	大庆市	大同区	一般管控区		

					<p>包括涉及有毒有害物质的地下储罐、地下管线，以及污染治理设施等。</p> <p>4.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并进行监测，防止地下水污染。</p> <p>5.重点单位通过新、改、扩建项目的土壤和地下水环境现状调查，发现项目用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的，土地使用权人或者污染责任人应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。</p>	和地下水超标现象
--	--	--	--	--	--	----------

1.4.3.4 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”。相关规划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。

本工程位于自然资源一般管控区，本工程为油田产能建设项目，运行期依托油田电网，不消费煤炭能源，符合大庆市能源管控要求；项目建设不开采地下水，符合大庆市水资源管控要求；本工程在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用，土地资源消耗符合要求。因此，本工程建设符合资源利用上线要求。

1.4.3.5 生态环境准入清单

生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划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，制定生态环境准入清单，充分发挥生态环境准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》及《生态环境分区管控分析报告》，本项目与大同区和杜尔伯特蒙古族自治县管控要求符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管 控单元 编码	管控单 元名称	管控 单元 类别	管控要求		符合性分析
ZH2306 0610002	大同区 一般生 态空间 区	优先 保护 单元	空间 布局 约束	区域准入要求： 1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	本工程与该管控单元相交面积小于0.01km ² ，涉及占用生态空间中的草地，同时本工程属于国家重点能源建设项目，属于产业政策中的鼓励类，在项目建设过程中严格按照有关法律法规规定办理占地手续，工程施工结束后及时对地表植被进行恢复，符合空间布局要求
ZH2306 2410002	杜尔伯 特蒙古 族自治 县一般 生态空 间	优先 保护 单元	空间 布局 约束	区域准入要求： 1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	本工程与该管控单元相交面积0.13km ² ，涉及占用生态空间中的草地和耕地，同时本工程属于国家重点能源建设项目，属于产业政策中的鼓励类，在项目建设过程中严格按照有关法律法规规定办理占地手续，工程施工结束后及时对地表植被进行恢复，符合空间布局要求
ZH2306 2430001	杜尔伯 特蒙古 族自治	一般 管控 单元	资源 开发 效	1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭	本项目为油田开发钻井工程，占地类型为耕地和其他草地，属于国家能源

	县永久基本农田		率要求	拆除。3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。位于优先保护单元和重点管控单元内永久基本农田也同时执行此要求。	设施重点建设项目。根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让基本农田，在本项目用地审批程序及占补要求严格执行《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”要求
ZH2306 2430002	杜尔伯特蒙古族自治县其他区域	一般管控单元	空间布局约束	引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	本项目为油田开发工程，属于国家能源设施重点建设项目，根据油层地质勘查决定选址

1.4.4 与相关法规及政策文件的符合性分析

1.4.4.1 与《黑龙江省大气污染防治条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省大气污染防治条例》符合性分析见下表。

表 1.4-12 与《黑龙江省大气污染防治条例》相关要求的符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>第四十条下列产生含挥发性有机物废气的活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并按照规定安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放：</p> <p>（一）煤炭加工与转化、石油化工生产；</p> <p>（二）燃油、溶剂的储存、运输和销售；</p> <p>（三）涂料、油墨、胶粘剂、农药等以挥发性有机物为原材料的生产；</p> <p>（四）涂装、印刷、粘合和工业清洗；</p> <p>（五）其他产生含挥发性有机物废气的活动。</p>	<p>①采用合理工艺，选用优质材料，采用密闭集输工艺，保证正常生产无泄漏；</p> <p>②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；</p> <p>③加强中心井场运行管理，提高油气分离效率，减少轻烃挥发；</p> <p>④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；</p> <p>⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；</p> <p>⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放</p>	符合

序号	相关要求	符合性分析	符合性
		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》中要求。	
2	<p>第五十五条建设单位应当将防治扬尘污染的费用列入工程造价,并在施工承包合同中明确施工单位的扬尘污染防治责任。房屋建筑、市政基础设施建设等施工单位应当制定、实施包括重污染天气应对措施在内的施工扬尘污染防治实施方案,并遵守下列规定:</p> <p>(一)在施工工地设置硬质围挡,并负责维护;</p> <p>(二)在施工工地公示扬尘污染防治措施、负责人、扬尘监督管理主管部门等信息;</p> <p>(三)在施工工地出口设置车辆冲洗设施,车辆不得带泥上路,施工工地通道以及出入口周边的道路不得存放建筑垃圾;</p> <p>(四)施工工地出入口、主要通道、加工区等采取硬化处理措施;</p> <p>(五)对施工工地内堆存的建筑土方、工程渣土、建筑垃圾,采取密闭式防尘网遮盖;</p> <p>(六)在施工工地建筑结构脚手架外侧设置有效抑尘的密闭式防尘网;</p> <p>(七)采取封闭方式及时清运建筑垃圾;</p> <p>(八)有效防尘、降尘的其他措施</p>	<p>①为减少因交通运输造成的扬尘污染,采取合理规划道路、运输路线,尽量利用现有公路网络;</p> <p>②运输道路、施工场地定时洒水抑尘,定期清扫散落在施工场地的泥土,实行湿法吸扫,以减少扬尘对周边土壤和植被的影响;</p> <p>③运料车辆在运输时,车辆采取全密闭措施,必要时在运料顶部加盖篷布,不得装载过满,以防洒落在地,形成二次扬尘;</p> <p>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;</p> <p>⑤合理规划施工进度和时间,表土剥离及时开挖,及时回填,防止弃土风化失水而起沙起尘;遇大风天气应停止土方工程施工作业;</p> <p>⑥施工完成后,在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复;</p> <p>⑦施工结束后,应及时进行施工场地的清理,清除积土、堆物</p>	符合

1.4.4.2 与《黑龙江省水污染防治条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省水污染防治条例》符合性分析见下表。

表 1.4-13 与《黑龙江省水污染防治条例》相关要求的符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	第三条 水污染防治应当坚持预防为主、防治结合、综合治理的原则,优先保护饮用水水源严格控制工业污染、城镇生活污染,防治农业面源污染,积极推进生态治理工程建设,预防、控制和减少水环境污染和生态破坏	本项目占地范围内不涉及饮用水水源一、二级保护区,且项目周围不存在划定保护区的饮用水水源地,因此本项目的建设符合《黑龙江省水污染防治条例》的要求	符合
2	第四十八条 禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目;已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目依照法律规定处理。禁止在饮用水水源一级保护区内从事网箱养殖、旅游、游泳、垂钓或者其他可能污染饮用水水体的活动		
3	第四十九条 禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、		

序号	相关要求	符合性分析	符合性
	扩建排放污染物的建设项目；已建成的排放污染物的建设项目，依照法律规定处理。在饮用水水源二级保护区内从事网箱养殖、旅游等活动的，应当按照规定采取措施，防止污染饮用水水体		

1.4.4.3 与《黑龙江省防沙治沙条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省防沙治沙条例》符合性分析见下表。

表 1.4-14 与《黑龙江省防沙治沙条例》相关要求的符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	二十六条 油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查	本项目为油田开发项目，项目所在的杜蒙县为防沙治沙县区。本报告包括了有关防沙治沙相关内容，落实防沙治沙和水土保持措施，减少施工过程对环境的影响；并采取生态恢复措施，促进地表植被恢复和建设	符合

1.4.4.3 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见下表。

表 1.4-15 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地	本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目建设过程中，尽可能减少占地。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地	符合
2	建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地		符合
3	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。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，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行	符合

序号	相关要求	符合性分析	结论
		易地补充耕地，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	

1.4.4.5 与《地下水管理条例》符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号，2021.12.1）相符性分析见下表。

表 1.4-16 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	符合性
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	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油污的随意排放，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运营期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能，避免出现泄漏现象。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患； ④巡检过程中发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水	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	地下水环境监测委托具有资质的单位进行，监测报告建设单位存档，并存档。本项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、套管及污染防控措施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果定期进行信息公开； 建议本项目设置 5 个地下水跟踪监测点位：根据地下水潜水流向和承压水流向，在区域上游布设 1 口潜水背景值监测水井、1 口承压背景值监测水井，区域内布设 1 口潜水跟踪监测水井，区域下游布设 1 口潜水扩散监测水井、1 口承压扩散监测水井，定期对地下水进行跟踪监测	符合

1.4.4.6 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）要求符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-17 与（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析一览表

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。	本工程建设位于已开发的古页1井区，属于已建区块内滚动开发项目，建设内容包括基建油井26口，形成平台8座，独立井8口，依托1号增压分输站和油气中心处理站，新建中心井场2座、新建生化站和复配接转站各1座、新建综合维修中心1座及其配套工程；编制过程中按照相关导则要求分析了项目施工期、运营期、退役期带来的环境影响和环境风险，并提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。对现有工程环境影响进行回顾性评价，对区块目前存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。并对各类废水、固废依托单位处置可行性进行了分析	符合
2	涉及废水回注油层的，应当论证回注油层的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注油层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，回注油层的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注油层，同步采取切实可行措施防治污染。回注油层目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注油层到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目产生的各类生产废水均经经含油污水站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回用于井场压裂	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	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；集输、中转、脱水、净化等过程采用管道输送，均为密闭流程，伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。生化站微生物反应池及气浮装置均加盖密闭，有效的降低了恶臭气体的无组织排放	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目不涉及钻井工程，项目的危险废物分析已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行了环境影响分析评价，工程运行期产生的含油废防渗布等危险废物均暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；产生的含油污泥及落地油委托有资质的单位进行处理	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期各类施工活动均在许可用地范围内进行施工，合理安排施工工序，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式；根据《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》，本工程不在生态保护红线内，不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于2024年在生态环境主管部门备案，	符合

		备案编号为：230604-2024-12-H，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求	
7	陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。海洋油气开发项目环境影响后评价的具体要求另行规定	本项目所在区块已制定年度自行监测计划并定期开展监测。后续根据生产运行情况和地方主管部门要求开展环境影响后评价工作	符合
8	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施	本项目所在区块从2021年开始开发建设，目前不涉及工程设施退役；当工程设施退役时，提前编制退役方案和生态恢复方案，保障生态恢复	符合

1.4.4.7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表1.4-12。

表1.4-18 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	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。	本工程严格控制作业面积，油气集输采油密闭工艺流程，固体废物均按照规定措施处置，不外排，不落地。	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；钻井过程产生的废水应回用。	本工程不涉及钻井工程	符合
3	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上。	本工程产生的伴生气进入中心处理站进行处理，处理后用于站内生产，伴生气回收利用率为100%。	符合
4	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本工程在施工中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层单独堆放，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。建议本项目设置5个地下水跟踪监测点位：根据地下水潜水流向和承压水流向，在区域上游布设1口潜水背景值监测水井、1口承压背景值监测水井，区域内布设1口潜水跟踪监测水井，区域下游布设1口潜水扩散监测水井、1口承压扩散监测水井，定期对地下水进行跟踪监测	符合

5	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程不涉及钻井工程，井下作业产生的作业污水由罐车拉运至油气中心处理站采出水处理站进行处理；产生的含油污泥、落地油委托有资质的单位进行处置	符合
6	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本工程通过在油井修井前实施压井技术以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少。如产生，全部回收送委托有资质的单位进行处置	符合
7	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2024 年在生态环境主管部门备案，备案编号为：230604-2024-12-H，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求	符合

1.4.4.8 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指出：“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帐等日常管理制度，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。”

本项目油气集输采用密闭流程，遵循了源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则；企业定期开展 VOCs 监测，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。能够最大限度减少生产过程中 VOCs 挥发，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》。

1.4.4.9 与《地下水污染防治实施方案》的符合性分析

本工程与《地下水污染防治实施方案》符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-19 与《地下水污染防治实施方案》符合性分析一览表

序号	要求	本项目分析	结论
1	完善地下水环境监测网。2020 年年底前，衔接国家地下水监测工程，整合建设项目环评要求设置的地下水污染跟踪监测井、地下水型饮用水源开采井、土壤污染详查监测井、地下水基础环境状况调查评估监测井、《中华人民共和国水污染防治法》要求的污染源地下水水质监测井等，加强现有地下水监测井的运行维护和管理，完善地下水监测数据报送制度。	根据地下水潜水流向和承压水流向，在区域上游布设 1 口潜水背景值监测水井、1 口承压背景值监测水井，区域内布设 1 口潜水跟踪监测水井，区域下游布设 1 口潜水扩散监测水井、1 口承压扩散监测水井，定期对地下水进行跟踪监测	符合

1.4.4.10 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中四、落实临时用地恢复责任：临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。

本项目临时占地主要是管线施工，临时占地类型为耕地（基本农田）和草地。本项目施工期约为 12 个月，施工后，立即拆除施工设备，并对临时占地进行地表恢复，对占用的草地、耕地进行补偿及复垦，复垦的耕地质量和数量均保持不变，符合《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）。

1.4.4.11 与《土壤污染源头防控行动计划》符合性分析

本工程与《土壤污染源头防控行动计划》（2024 年 11 月 6 日）的符合性分析表 1.4-20。

表 1.4-20 与《土壤污染源头防控行动计划》符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	（四）加强未污染土壤保护。强化优先保护类耕地管理，加强土壤生态环境质量监	本次评价设置了土壤和生态跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土	符合

	测和保护。加强盐碱地生态环境保护。新建涉重金属排放企业，要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析，存在风险的，要采取防控措施。	壤的受污染情况；本项目为陆地石油开采项目，不排放重金属	
2	（五）强化重点单位环境管理。加强以排污许可为核心的环境管理，督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。已造成土壤和地下水污染的企业在实施改建、扩建和技术改造项目时，必须采取有效措施防控已有污染。	本工程建设单位作为土壤环境重点监管单位按照排污许可证规定每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。本次评价对区域内土壤和地下水现状进行了监测，监测结果表明区域内土壤和地下水质量满足国家相关标准要求，未受污染。本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况	符合
3	（八）推进固体废物源头减量和综合利用。严密防控危险废物环境风险，深化危险废物规范化环境管理评估，推进全过程信息化环境管理，严格管控最终填埋处置。	本项目产生的含油污泥委托有资质的单位处置。遵循了固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则	符合

1.4.3.12 与《大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案》符合性分析

本工程与《大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案》（庆政发[2024]10号）符合性分析见表 1.4-21。

表 1.4-21 与“庆政发[2024]10号”符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	（十二）实施工业炉窑燃料清洁替代。有序推进以电代煤，积极稳妥推进以气代煤。	本工程依托场站加热炉使用天然气为燃料	符合
2	（十七）强化非道路移动源综合治理。加快推进铁路货场、机场，以及火电、建材、石油开采等工矿企业内部作业车辆和机械新能源改造。到 2025 年，基本消除非道路移动机械、船舶“冒黑烟”现象，基本淘汰第一阶段及以下排放标准的非道路移动机械。	本工程建设期不使用非道路移动机械。	符合
3	（十九）深化扬尘污染综合治理。全面推行绿色施工，严格执行“六个百分百”。	本工程施工场地设置围挡，进出道路进行硬化，定期进行洒水清扫，物料及土方运输和堆放均进行苫盖	符合
4	（二十一）强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励使用低泄漏的储罐呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展储罐部件密封性检测。对装载汽油、煤油等高挥发性化工产品的汽车罐车，推广使用自封式快速接头。污水处理场所高浓度废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）废气要密闭收集处理。规范开展泄漏检测与修复（LDAR）。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。防止将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	本项目为石油开采工程，项目采油井井口均安装了密封垫，原油集输全过程及污水处理过程全密闭，降低了区域的 VOCs 挥发	符合
5	（二十二）推进重点行业污染深度治理。燃气锅炉实施低氮燃烧改造，对低氮燃烧	本工程依托加热炉排放烟气能够达标排放	符合

	器、烟气再循环系统、分级燃烧系统、燃料及风量调配系统等关键部件要严把质量关，确保低氮燃烧系统稳定运行。		
--	---	--	--

1.4.3.13 与“黑政办规〔2021〕18号”符合性分析

本工程与《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-22 与“黑政办规〔2021〕18号”符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	（一）编制方案。建设占用耕地耕作层土壤剥离利用实施方案由剥离实施主体依据国家和省相关技术规范编制	本项目在本次环境影响评价阶段提出了施工过程中占用耕地耕作层土壤剥离利用工作要求，根据大庆油田有限责任公司要求，项目建设单位结合生产建设实际需要，根据各工序对耕地耕作层影响程度及季节因素，优化编制《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用实施方案》，做到经济合理，具有可操作性，满足办理用地手续需要	符合
2	（二）剥离存储。单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化 and 安全隐患	根据大庆油田有限责任公司《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用会议纪要》（二〇二二年一月二十日）要求，肇州、肇源、杜蒙、安达、肇东等市（县）（包括大庆市大同区），项目规模较小，产生剥离土壤较少的项目，就地就近储存，直接用于本项目临时用地复垦；项目规模较大，产生剥离土壤较多的项目，除本项目临时用地复垦使用外，其余部分，在合理经济运距范围内，由建设单位按需组织利用。红岗区、萨尔图区、让胡路区、龙凤区及油田所属土地，由公司统一调配，用于实施土地复垦、补充耕地建设、生态修复等内容 本工程剥离土壤存储在管道临时占地范围内，土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。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。施工结束后及时用于临时占地的生态恢复	符合
3	（三）组织验收。耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设	根据大庆油田有限责任公司要求，表土剥离施工结束后，项目建设单位应对表土剥离面积、深度、数量及质量进行自查，经政府主管部门验收合格后，方可进行后续施工	符合
4	（四）剥离土壤利用。剥离的土壤优先用于土地整治、高标准农田建设、工矿废弃地复垦、生态修复等项目，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产生活，富余土壤可以用	大庆油田有限责任公司将剥离土壤纳入油田建设用土范畴进行统一管理，优先用于土地整治、高标准农田建设、土地复垦、生态修复等项目，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产，富余土壤可	符合

序号	相关要求	符合性分析	结论
	于绿化。通过市场化有偿使用的，应纳入政府公共资源交易平台（农村集体土地耕作层剥离的土壤应纳入农村集体产权交易平台），进行公平、公正、公开交易。由县（市、区）政府实施剥离的，土壤利用收益归相应县（市、区）政府；由农村集体经济组织实施剥离的，土壤利用收益归相应农村集体经济组织；由项目用地单位（个人）实施剥离的，土壤利用收益归相应用地单位（个人）。	以用于绿化。本项目施工结束后剥离土壤及时用于临时占地的生态恢复	

1.5 选址合理性分析

本工程符合《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《黑龙江省大庆市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《黑龙江省主体功能区规划》、《黑龙江省生态功能区划》、《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》等相关规划要求。

（1）环境敏感区分析

根据对比大庆市环境管控单元和现场调查，项目占地类型主要为耕地（基本农田）及草地等，本项目油田开发区域不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林等环境敏感区域；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，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，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域。

本项目位于水土流失重点预防区和水土流失重点治理区；位于沙化土地所在县（区），已制定生态环境影响减缓措施，减少水土流失、土地沙化的影响。

（2）土地占用分析

项目占地类型为基本农田和草地，涉及占用基本农田，根据《基本农

田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。项目开工前大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部应按照《基本农田保护条例》等法律法规要求到相关部门办理用地审批手续。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，项目选址无法避让基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

根据《自然资源部办公厅关于石油天然气用地政策的复函》（自然资办函〔2018〕1668号）中“油气开采项目涉及的各类净化、存储、安全等站场设施用地，以及输气管道工程涉及的站场、阀室等用地，急需动工建设的，可根据需要申请办理先行用地。先行用地批准后，应按要求在半年内报批正式用地”等要求，本项目占用基本农田相关手续目前正在办理。

（3）采取措施分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015-2030年），项目所在区域涉及水土流失重点治理区，根据现场调查，项目所在区域主要为耕地（基本农田）及草地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，项目占地类型主要为耕地（基本农田）及草地，占地主要为井场、管线和道路施工占用的临时占地和永久占地。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。项目永久占地面积较小，永久占地进行洒水抑尘、地面硬化，剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、

耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复，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，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。由于部署井位置限制，集输管线必须穿过南部引嫩总干渠。南部引嫩总干渠主要功能为灌溉、防洪，为减小施工和运行过程对干渠的影响，本项目采用地下定向钻的方式铺设管线。本项目占地类型为耕地（基本农田）及草地，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕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。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，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。

（4）结论

本项目建设实施后，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。

1.6 关注的主要环境问题及环境影响

本项目环境影响主要来源于原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，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，本工程未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为区块周边分布的村屯、地表水体和湿地等。

重点关注施工过程的各项污染物排放对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、生化站无组织挥发的氨、硫化氢和非甲烷总烃、场站机泵和井场抽油机的噪声、含油污泥、废含油防渗布等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，管道施工产生的焊接烟尘以及施工车辆排放的尾气，施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染，采取措施后施工场界颗粒物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的无组织排放监控浓度限值。

本工程运行期对空气环境的影响主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体，生化站无组织挥发的氨、硫化氢和非甲烷总烃等。通过采取措施，能够确保井场及场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；井场及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；生化站排放的氨和硫化氢满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB14554-93）厂界二级标准要求。

（2）水环境

本工程施工期管道试压废水油气中心处理站的采出水处理站进行处理，处理后含油污水再进入生化站进一步处理，处理后全部进入复配接转站用于井场压裂。生活污水集中收集后，生活污水拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。施工期废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程运营期产生废水的主要为采出液经过油气水分离后产生的油田含油污水、井下作业过程中产生的废水和综合维修中心工作人员产生的生活污水。含油污水、井下作业过程中产生的废水进入油气中心处理站的采出水处理站处理合格后，进入生化站处理合格后，进入复配接转站用于井场压裂。生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置。出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。运营期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程施工期产生的各类废水、固废均有效收集、合理处置，正常工况下，施工期不会对地下水环境产生影响。运营期对地下水可能产生影响的废水主要为：作业废水、含油污水等。作业废水和含油污水均经采出水处理站和生化站处理后综合利用，不外排；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%；场站清淤及生化站产生的含油污泥委托有危废处理资质的单位处置。定期对管线进行巡检，检测，发现渗漏情况及时处理。所以正常工况下，不会对地下水环境产生影响。同时，非正常状况下钻井泥浆泄漏、输油管道原油泄漏、井漏等可能会对地下水造成影响。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，采取合理安排施工时间、调整施工方式，加强施工管理等措施后，降低对周边村屯声环境影响。运行期噪声源主要是抽油机、两相计量分离橇、三相分离橇及生化站和复配接转站的泵类等设备产生的噪声。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等。采取以上措施后可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，不会对周边居民产生明显影响。

（4）生态环境

施工活动中土地开挖、施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。

本项目埋设集输管线时，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；恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 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；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；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢

复效果。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

（5）土壤环境

本项目建设对生态的影响主要在施工期，施工活动可能会造成土壤的沙化和盐渍化，从而影响生态环境。本项目施工期产生的各类废水、固废均有效收集、合理处置，施工期不会对土壤环境产生影响。运营期石油类主要通过油井作业和事故时产生的落地油进入土壤，对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、设备等污水储存及处理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；井场地面采取防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即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；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，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。采取以上措施，对区域土壤环境影响较小。

本项目施工期固体废物主要包括建筑垃圾、施工废料，以及施工人员产生的生活垃圾。

本项目建筑垃圾按要求进行分类收集处理，中可再生类废物可由废品收购站回收；对不能利用的，应按要求拉运至建筑垃圾调配场处理。本项目施工废料主要为管道施工过程焊接作业中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料，应尽可能回收利用，无法回收利用的统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。本项目生活垃圾统一收集送杜蒙县生活垃圾处理厂。

本项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、废防渗布和生活垃圾等。生活垃圾统一收集送杜蒙县生活垃圾处理厂。运营期产生的含油污泥及落地油属于危险废物（HW08），统一收集送黑龙江迈景环保科技有限公司处理。含油防渗布（HW08）属于危险废物，均暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。非含油废防渗布统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境影响较小。

（8）环境风险

本项目的主要环境风险包括油井套管破损、集输管道泄漏、井下作业等原因导致的原油和天然气泄漏，可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸，伴生/次生环境污染事件。本项目通过对事故状态下大气环境影响分析，以及地下水环境影响的分析，通过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。

1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。并符合相关规划要求，根据本项目分区管控分析报告，本项目不涉及生态保护红线。该区域环境空气、地下水、土壤符合环境质量底线要求，项目所在区域为环境空气质量达标区，地下水环境质量符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求，评价区域内村屯声环境能够满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）1 类标准，拟建井场周围声环境满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）2 类标准，评价区域内的土壤中各项目指标能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求。工程建设及运行过程中各类大气污染物和噪声均能达标排放，各类生产废水均处理后回用，生活污水均拉运至生活污水处理厂进行处理不外排，各类固废得到有效处置，经预测分析，工程建设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，环境风险可以接受。

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。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、生化站无组织挥发的

氨、硫化氢和非甲烷总烃、场站、井场抽油机的噪声、含油污泥、废含油防渗布等对环境产生的影响，并对各环境要素进行环境影响预测分析，提出一系列拟采取的环保措施。因此，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，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目建设是可行的。

2.总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (3) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.06.05）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.04.29）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）；
- (9) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018.10.26）；
- (10) 《中华人民共和国草原法》（2021.04.29）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2020.01.01）；
- (12) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022.12.30）；
- (13) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022.08.01）；
- (14) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日起施行）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（2011.03.05）；
- (3) 《中华人民共和国基本农田保护条例》（2011 年修正）；
- (4) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.01.08）；
- (5) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (6) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (7) 《黑龙江省水污染防治条例》（2023 年 12 月 1 日起施行）；

- (8) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018.06.28）；
- (9) 《黑龙江省草原条例》（2018.06.28）；
- (10) 《地下水管理条例》（2021.12.1）。
- (11) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024.3.1）；
- (12) 《黑龙江省十四五黑土地保护规划》（2021.12.31）；
- (13) 《黑龙江省耕地保护条例》（2022.1.1）。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；
- (3) 《国家危险废物名录》（2025 年版）；
- (4) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（2012.07.03）；
- (5) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（2012.08.07）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（2019.01.01）；
- (7) 《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）；
- (8) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07）；
- (9) 《危险废物污染防治技术政策》（2001.12.17）；
- (10) 《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006.03.17）；
- (11) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007.03.15）；
- (12) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013.05.24）；
- (13) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27 修正）；
- (14) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（2016.01.10）；
- (15) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（2016.12.30）；
- (16) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（2015.12.31）；
- (17) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（2017.03.31）；

(18) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11号)。

(19) 《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》(黑政发〔2012〕29号)；

(20) 《黑龙江省生态功能区规划》；

(21) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)》；

(22) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》；

(23) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030)；

(24) 《大庆市生态环境准入清单(2023年版)》；

(25) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》。

2.1.4 技术依据

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(7) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(9) 《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)；

(10) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(环境保护部公告 2021 年第 74 号, 2021.12.21)。

(11)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

(12) 关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告(生态环境部 2024 年 4 号)；

- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (14) 《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）；
- (15) 《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》；
- (16) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；
- (17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (18) 《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）
- (19) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》
（HJ1209-2021）；
- (20) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (21) 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）
- (22) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》
（SY/T5329-2022）；
- (23) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2016）；
- (24) 《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》
（TD/T1070.7-2022）；
- (25) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）。

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目开发方案（地面工程）》；
- (2) 《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目开发方案（地质与油藏工程）》；
- (3) 《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目环境现状检测报告》。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

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

(2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目拟建厂址所在地区的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素；

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

本工程评价时段为施工期、运行期和退役期。

2.3.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和运营期影响两部分。

施工期的环境影响主要为钻井和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和场站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集油管线、井场和场站发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

按照国家和地方相关政策，本项目对运营期开展温室气体排放评价，包括二氧化碳、甲烷等。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道和设备拆除等施工活动，这种影响是短期的。

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期间、运营期和退役期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表2.3-1 环境影响因素识别

影响 因素 环境 因素	施工期 (油气集输工程)					运行期 (油气集输工程)					退役期			
	占地	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、车辆废气	试压废水、生活污水	生活垃圾、施工废料	施工车辆、挖掘机等施工机械噪声	无组织挥发的烃类、温室气体、生化站恶臭气体	采出水、作业污水、洗井污水	含油污泥、落地油、废含油防渗布	抽油机噪声、新建机泵噪声	油水井套损、场站以及新建管线泄漏、火灾、爆炸等	施工扬尘、车辆废气等	拆除设备清洗废水、废弃管道清管废水、生活污水	废旧设备及管道、封井垃圾、含油废防渗布、落地油	拆除过程等施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/	-L	/	-S	/	-SA	-S	/	/	/
地表水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
地下水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-SA	/	/	/	-S
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	-L	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	/	/	/	/	/	-S	/	-SA	/	/	-S	/
植被	-S	/	/	/	/	/	/	-S	/	-SA	/	/	/	/

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

2.3.3 评价因子识别和筛选

(1) 评价因子识别

项目各阶段的环境影响因子不同，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程分析和生产工艺，确定施工期、运营期、退役期环境影响评价因子，具体情况见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响评价因子识别一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼夜等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	H 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（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

(2) 评价因子筛选

通过环境影响因子识别，确定本次评价的评价因子见下表。

表 2.3-3 环境影响评价因子筛选一览表

序号	环境要素	现状评价因子	预测评价因子
1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、TSP、非甲烷总烃	非甲烷总烃、颗粒物、硫化氢、氨
2	地表水	pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、总氮、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	废水不外排，分析评价
3	地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、石油类、菌落总数、总大肠菌群、氟化物、氰化物、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、钡、硫化物、硫酸盐、氯化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ³⁻ 、钡	石油类

序号	环境要素	现状评价因子	预测评价因子
4	声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
5	土壤	建设用地：砷、镉、铬（六价铬）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯甲烷、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、蒎、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、pH、含盐量、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）； 农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、含盐量、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
6	生态环境	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、物种多样性、生态系统完整性、野生动物、景观、土壤	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、野生动物、景观、土壤
7	环境风险	/	石油类、石油烃、CO 等

2.4 环境功能区划及环境评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“松嫩平原西部草甸草原生态区-松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区-大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”。

2.4.1.2 地表水环境

评价区主要地表水体为南部引嫩总干渠、连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、西格勒吐泡子、北兴泡子及 1 处无名水泡。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），其中南部引嫩总干渠和连南引水渠道功能区划为农业用水区，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准，其余地表水体未划分地表水

环境功能区，不执行地表水环境质量标准。

2.4.1.3 地下水环境

根据《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）的规定，评价区地下水环境功能区划分为Ⅲ类区。

2.4.1.4 大气环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号，2019年10月17日），评价区环境空气质量划分为二类区。

2.4.1.5 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）本工程所在地区未划分功能区，乡村声环境管理按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中第7.2款执行。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），评价区农村居住区声环境功能划分为1类区，其他地区声环境功能划分为2类区。

2.4.1.6 土壤环境

本工程所在地区未划分土壤环境功能区，本工程所在区域及周边区域主要为耕地和草地，工程永久占地内区域土壤环境执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，工程临时占地及占地外区域土壤环境执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1农用地风险筛选值。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 大气环境

本工程所在区域大气环境执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准，具体见表2.4-1。非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。硫化氢和氨执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录D标准，硫化氢1小时平均值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ ，氨

1 小时平均值 0.2mg/m³。

表 2.4-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	二级标准 (ug/m ³)
二氧化氮 NO ₂	年平均	40
	24 小时平均	80
	1 小时平均	200
总悬浮颗粒物 TSP	年平均	200
	24 小时平均	300
二氧化硫 SO ₂	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
颗粒物 PM ₁₀	年平均	70
	24 小时平均	150
颗粒物 PM _{2.5}	年平均	35
	24 小时平均	75
一氧化碳 CO	24 小时平均	4000
	1 小时平均	10000
臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	160
	1 小时平均	200

2.4.2.2 声环境

本工程区域内农村居住区执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准，结合声环境评价范围为 200 米，确定井场及站场等工业生产设施区域永久占地外 200m 范围内执行 2 类区要求，见表 2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准

类 别	昼 间	夜 间
1 类	55 dB(A)	45dB(A)
2 类	60 dB(A)	50dB(A)

2.4.2.3 土壤环境

建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），见表 2.4-3；农用地执行《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 农用地土壤污染风险筛选值，见表 2.4-3。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	污染物项目	筛选值（第二类用地） 单位：mg/kg
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5

40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a, h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	蔡	70
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值 (6.5<pH≤7.5)
		其它
1	镉	0.3
2	汞	2.4
3	砷	30
4	铅	120
5	铬	200
6	铜	100
7	镍	100
8	锌	250

2.4.2.4 地下水环境

本项目所在区域地下水执行《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》(GB3838-2002) II 类标准限值,详见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准值
1	pH		6.5-8.5
2	总硬度	mg/L	≤450
3	耗氧量	mg/L	≤3.0
4	石油类	mg/L	≤0.05
5	氨氮	mg/L	≤0.5
6	氟化物	mg/L	≤1.0
7	挥发性酚类	mg/L	≤0.002
8	硝酸盐(以N计)	mg/L	≤20
9	亚硝酸盐(以N计)	mg/L	≤1.0
10	菌落总数	CFU/mL	≤100
11	总大肠菌群	MPNb/100mL	≤3.0
12	溶解性总固体	mg/L	≤1000
13	氯化物	mg/L	≤250
14	硫酸盐	mg/L	≤250

15	铁	mg/L	≤0.3
16	汞	mg/L	≤0.001
17	砷	mg/L	≤0.01
18	锰	mg/L	≤0.1
19	镉	mg/L	≤0.005
20	六价铬	mg/L	≤0.05
21	氰化物	mg/L	≤0.05
22	铅	mg/L	≤0.01
23	钠	mg/L	≤200
24	硫化物	mg/L	≤0.02
25	钡	mg/L	≤0.07

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）II 类标准执行。

2.4.2.5 地表水环境

本项目所在区域涉及的地表水体南部引嫩总干渠和连南引水渠道执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，浓度限值具体见下表。其余地表水体未划分水体功能。镍参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中“表 3 集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值”，具体见表 2.4-6。

表 2.4-6 地表水环境质量标准 单位：mg/L

序号	项目	单位	标准值
1	pH		6~9
2	化学需氧量（COD）	mg/L	≤40
3	五日生化需氧量（BOD ₅ ）	mg/L	≤10
4	挥发酚	mg/L	≤0.1
5	石油类	mg/L	≤1.0
6	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3
7	硫化物	mg/L	≤1.0
8	氨氮（NH ₃ -N）	mg/L	≤2.0
9	总磷（以P计）	mg/L	≤0.4
10	砷	mg/L	≤0.1
11	汞	mg/L	≤0.001
12	镉	mg/L	≤0.01
13	铬（六价）	mg/L	≤0.1
14	铅	mg/L	≤0.1
15	镍	mg/L	0.02

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

(1) 本工程施工期扬尘（颗粒物）执行《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，具体指标见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

(2) 工程运行期无组织排放的废气（非甲烷总烃）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的要求，本工程不涉及原油和轻烃储罐，不涉及挥发性有机液体装载，不涉及废气收集处理系统，本工程所在地不属于重点地区，本工程只涉及废水收集和处理系统排放控制要求、其他排放控制要求和企业边界污染物控制要求，具体见表 2.4-8。

表 2.4-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

序号	排放控制要求	具体执行内容
1	废水收集和处理系统排放控制要求	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
2	其他排放控制要求	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收，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
3	企业边界污染物控制要求	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/m ³

(3) 新建井场、场站厂区内无组织排放浓度限值执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中附录 A 中限值要求 9，见表 2.4-9。

表 2.4-9 挥发性有机物无组织排放控制标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
非甲烷总烃	监控点处 1h 平均浓度值	10
	监控点处任意一次浓度值	30

(4) 本工程新建污水生化处理站无组织排放的硫化氢、氨气执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93），具体见表 2.4-10。

表 2.4-10 恶臭污染物排放标准

污染物	厂界标准值(mg/m ³)	执行等级
硫化氢	0.06	二级
氨	1.5	二级

(4) 本工程新建综合维修中心食堂产生的油烟执行《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)，具体见表 2.4-11。

表 2.4-11 油烟最高允许排放浓度及最低去除效率

规模	中型
最高允许排放浓度 (mg/m ³)	2.0
净化设施最低去除效率 (%)	75

2.4.3.2 噪声

(1) 本工程运行期井场及场站执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准，见表 2.4-12。

表 2.4-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 [dB(A)]

标准类别	昼 间	夜 间
2 类	60	50

(2) 本工程施工期施工场界执行《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025)，见表 2.4-13。

表 2.4-13 建筑施工噪声排放标准 [dB(A)]

昼间	夜间
70	55

2.4.3.3 废水

(1) 本工程采出水和作业废水进入油气中心处理站的采出水处理站，处理后污水进入本工程新建的生化站进行处理，处理后的污水进入本工程新建的复配接转站 2 万 m³ 密闭储水罐回用于井场压裂，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) 标准要求及 COD (化学需氧量) ≤300mg/L 的要求。

表 2.4-14 回用标准

利用方式	含油量 (mg/L)	悬浮固体含量 (mg/L)	COD
回用于井场压裂	≤20	≤20	≤300mg/L

(2) 本项目新建前线综合维修中心产生的生活污水经一体化生活污水

处理装置处理后达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后回用，具体见表 2.4-15。

表 2.4-15 城市污水再生利用城市杂用水水质

序号	项目	标准值	
		单位	限值
1	pH	无量纲	6.0-9.0
2	BOD ₅	mg/L	10
3	NH ₃ -N	mg/L	8
4	阴离子表面活性剂	mg/L	0.5
5	浊度	NTU	10
6	溶解氧	mg/L	2.0
7	大肠埃希氏菌	MPN/100mL	无

2.4.3.4 固体废物

（1）一般废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。

（2）危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

根据工程分析可知，本工程运行期大气污染源主要为新建生化站无组织排放的氨、硫化氢和非甲烷总烃，油井井场无组织挥发的非甲烷总烃，本次评价按照面源形式，拟对上述各污染源分别确定评价等级。

本项目基建油井形成平台井和单井，平台井场分别为 3 井式平台 2 座，2 井式平台 6 座，其中一座 2 井式平台建设为中收井场，独立井场 8 座，分别按独立井场、2 井式平台井场、3 井式平台井场和中心井场为面源进行等级判定；本工程新建污水处理生化站一座，按生化站厂区为面源进行等级判定。

根据已取得批复的《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》中的源强核算数据，本工程与该项目开采层位一致，位于

该项目的古页一井区，油井产量一致，采油工艺一致，采油树类型一致，具有可类比性，类比该项目单井最大非甲烷总烃无组织排放量约 0.002362 t/a。

污水处理过程中的恶臭气体主要污染物为硫化氢和氨，根据《大气污染源排放清单编制技术指南》表 3 中“废物处理-污水处理厂”氨排放系数（0.003g 氨/ m³ 污水），日最大处理量为 10000m³，则氨产生量约为 0.0011t/a；硫化氢产生量约为氨产生量的千分之二，即 0.000022t/a。本工程处理污水来水中石油类浓度≤20mg/L，生物反应池内原油量 0.2t/d，非甲烷总烃无组织排放量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的油品储存-原油的排放系数 0.123g/kg 原油进行计算，则生化站非甲烷总烃无组织排放量为 0.009t/a。

具体污染源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角/°	面源有效 排放高度 /m	年排放 小时数 /h	排放 工况	排放速率 (t/a)
	经度	纬度								
独立井场	124°13'54.5024"	46°04'57.1702"	131	40	40	30	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.002362
2 井式平台井场	124°15'27.0608"	46°08'59.9217"	132	48	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.004724
3 井式平台井场	124°15'18.9979"	46°10'29.0088"	131	56	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.007086
生化站	124°17'47.1170"	46°03'52.4048"	128	100	95	30	2	8760	正常	氨 0.011
						30	2	8760	正常	硫化氢 0.0000228
						30	2	8760	正常	非甲烷总烃 0.009

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用估算模式计算本工程的最大地面质量浓度占标率 P_i 和地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 采用下述公式计算：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

评价等级的划分原则见表 2.5-2。通过估算模式计算得本工程主要污染因子的最大浓度占标率 P_{\max} 见表 2.5-5。

表 2.5-2 大气评价工作级别划分

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

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐模型中估算模型AERSCREEN分别计算项目污染源的最大影响，估算模型参数选取如下：

（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”。本项目位于农村地区，故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建项目位于草地中，本次评价的土地利用类型选取草地。

（4）根据中国干湿分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

（5）根据EIA2018大气预测软件的DEM地形文件，地形数据分辨率90m。

估算模型参数表见表 2.5-4，计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-4 估算模型参数表

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/ $^{\circ}\text{C}$		38.9
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input type="checkbox"/> √是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 / m	90

是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟		□是 □√否
	岸线距离/ km		
	岸线方向/°		

表 2.5-5 估算模式计算结果

污染物	独立井场		2 井式平台井场		3 井式平台井场		生化站	
	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%	最大落地浓度 mg/m ³	占标率%
非甲烷总烃	1.66E-03	0.08	3.13E-03	0.16	4.49E-03	0.22	2.92E-03	0.15
氨	/	/	/	/	/	/	2.28E-03	1.14
硫化氢	/	/	/	/	/	/	4.72E-06	0.05

由表 2.5-5 可知，本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 1.14%，小于 10%，因此确定大气评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

本工程施工期间生活污水依托附近已有前线施工营地的生活污水收集池，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂。管道试压废水由罐车拉运至油气中心处理站中的采出水处理站，处理达标后回用于井场压裂，不外排。

本项目运行期产生的含油污水及油井作业污水经油气中心处理站中的采出水处理站及本工程新建的生化站处理后外输至本工程新建的复配接转站回用于井场压裂，不外排。本项目运营期间生化站和复配接转站不新增员工，无新增生活污水排放。综合维修中心员工生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

本项目集输管线必须穿过南部引嫩总干渠和连南引水渠道，采用定向钻方式穿越，不会对其产生影响。

综上所述，本项目属于水污染影响型建设项目，排放方式属于间接排放，项目施工期及运营期废水均不排入外环境，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》（HJ349-2023），无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 评价开展评价，因此，本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水环境

2.5.3.1 划分依据

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）建设项目按照场站和集输管道分别判断行业分类。本工程井场、站场等工程，按 I 类建设项目开展地下水环境影响评价；区块内集油管道、复配管道等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价，天然气管道按照III类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，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水式饮用水水源，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。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据现场调查，本工程所在区域内分布有村屯级饮用水源井 6 口，分别为唐营子村 1 口饮用水源井供 6 个村屯（康平村、九家子村、唐营子村、烟房子和孙宝地房子、查干文都）居民生活饮用水，供水人数大于 1000 人，属于集中式饮用水源；英格地房子 1 口饮用水源井供 2 个村屯（布拉和和

英格地房子)居民生活饮用水,供水人数小于1000人,属于分散式饮用水源,胜利村1口饮用水源井供6个村屯(前曼代、后曼代、西曼代、胜利村、保布、李家窑)居民生活饮用水,供水人数大于1000人,属于集中式饮用水源;北兴分场1口水源井供本村使用,供水人数小于1000人,属于分散式饮用水水源;骆驼脖子分场1口水源井供本村使用,供水人数小于1000人,属于分散式饮用水水源,一级保护区范围为30m,未划定二级保护区。石人沟1口饮用水水源井为杜蒙县石人沟渔场水源,供水人数大于1000人,属于集中式饮用水源,一级保护区范围35m,未划定二级保护区,

本次评价按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的公式计算方法确定调查影响评价范围。根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南(试行)》中地下水的补给径流区划分标准: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(即15年+1000天),对于未划分保护区的地下水型饮用水水原,流程时间相应增加1100天,(即15年+1100天)。本项目采用的具体计算公式见式:

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

式中: L——下游迁移距离, m;

α ——变化系数, $\alpha\geq 1$, 一般取2;

K——渗透系数;

I——水力坡度;根据区域等水位线图并结合本项目各井场具体位置,综合得出各井场所在区域潜水和承压水的水力坡度最大值,取I潜水=0.0003, I承压水=0.00011;

T——质点迁移天数,划分一级保护区的取15年+1000d,即6475d,未划分一级保护区的取15年+1100d,即6575d;

n_e ——有效孔隙度。

根据大庆油田水务工程技术有限公司出具的《大庆古龙页岩油Q9油层产能建设工程水文地质调查》(2024年7月)的水文地质资料可知,本项

目所在区域 K 承压水=88.1m/d，本项目承压水层的有效孔隙度取 0.268，根据区域等水位线图并结合本项目各井场具体位置，综合得出各井场所在区域潜水和承压水的水力坡度最大值，取 I 承压水=0.00011，经计算可得：

$$L_{\text{承压水 (乡镇级)}} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 30 + 2 \times 88.1 \times 0.00011 \times 6475 / 0.268 = 498\text{m};$$

$$L_{\text{承压水 (村屯级)}} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 35 + 2 \times 88.1 \times 0.00011 \times 6475 / 0.268 = 503\text{m};$$

$$L_{\text{承压水 (村屯级)}} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 30 + 2 \times 88.1 \times 0.00011 \times 6475 / 0.268 = 498\text{m};$$

现场实际勘察，本项目新建井场及场站均位于集中式饮用水水源地的补给径流区之外，与本工程最近的集中式地下式饮用水源为唐营子村集中式饮用水水源，距离拟建 1-4#平台至古页 2202H-Q9 中心井场管道侧向 810m。本项目新建井场及场站地下水评价范围为上游及两侧为 234m，下游为 468m，管道评价范围为管道两侧 200m，评价范围内不涉及分散式饮用水水源地，与井场及场站最近的分散式饮用水水源地为拟建 1-3#中心井场到 1-2#中心井场管道上游 503m 的北兴分场水源井，因此新建井场及场站和管道所在区域属于“不敏感”区域，地下水环境敏感程度判定为不敏感。

2.5.3.2 地下水评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目分别属于I类、II类和III类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-7 的评价工作等级划分原则，本项目井场及场站为I类项目，因此该场地地下水评价等级为二级；天然气管道为III类项目，地下水评价等级为三级，集油管道、复配管道评价为II类项目，评价等级为三级。

表 2.5-7 评价工作级分级表

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

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本项目所处的声环境功能区为 GB 3096 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以及运营期抽油机等设备产生的噪声，噪声源的种类及数量较少，施工期较短，项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在 5 dB(A)以下，受影响人口数量增加不明显，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022）对生态环境影响评价等级判定的相关要求，本项目与其对照情况见下表。

表 2.5-8 生态环境影响评价等级判定

判定依据	判定结果
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； b) 涉及自然公园时，评价等级为二级； c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级； 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； 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，生态影响评价等级不低于二级； 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以新增占地（包括陆域和水域）确定； g) 除本条a)、b)、c)、d)、e)、f)以外的情况，评价等级为三级； h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	a) 不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境； b) 不涉及自然公园； c) 不涉及生态保护红线； d) 根据HJ2.3判断不属于水文要素影响型项目； e) 根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内没有分布天然林、公益林等生态保护目标，有湿地分布； f) 工程占地规模60.175hm ² ； g) 本项目属于除本条a)、b)、c)、d)、f)以外的情况，根据HJ964判断土壤影响范围内有湿地分布，评价等级为二级
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	本项目不涉及对保护生物多样性具有重要意义的区域
建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	主要涉及陆生生态影响，基本不涉及水生生态影响
在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	不属于矿山开采和拦河闸坝项目

本项目位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡、他拉哈镇镇内，项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线；根据 HJ2.3 判断，本项目属于水污染影响

型建设项目，不属于水文要素影响型建设项目；根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水环境影响等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价等级为一级，最大评价范围为拟建井场厂界向外扩 2km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围。根据《黑龙江省湿地名录》，结合本项目地下水及土壤环境影响预测结果，本项目土壤影响范围内涉及湿地 10 处，具体见表 2.5-9。

表 2.5-9 项目涉及湿地一览表

序号	湿地斑块标识码	湿地类型	保护级别	斑块面积
1	230624211000007125	内陆滩涂	一般	4.7796hm ²
2	230624211000007698	沼泽地	一般	33.2245hm ²
3	230624211000012754	沼泽地	一般	0.5528hm ²
4	230624211000000160	沼泽地	一般	14.654hm ²
5	230624211000005767	沼泽地	一般	189.1108hm ²
6	230624211000010741	沼泽地	一般	0.1569hm ²
7	230624211000007163	沼泽地	一般	27.8498hm ²
9	230624211000007899	沼泽地	一般	80.4823hm ²

项目占地规模为 60.175hm² 小于 20km²。由表 2.6.7-1 可知，本项目生态环境影响评价等级为二级。

2.5.6 环境风险

2.5.6.1 风险潜势初判

本工程涉及的物质主要为运营期井场内计量分离撬、三相分离撬及密闭集输管道内的原油和天然气及生化站生物反应池和复配接转站的储水罐中的原油。

（1）集输管道

本工程最长集输管道为 1-2#中心井场至中心处理站的集油管道 DN100mm~6.21km，输送含水油中最低含水 41.3%，原油平均密度 0.81t/m³，则该单元原油最大存在总量即集油管道内的原油量为 0.05²×3.14×6210×0.81×0.587=23.18t；本工程最长的输气管道

Φ168mm-5.31km，输送压力 1.6MPa，天然气密度 0.5988kg/m³，该单元天然气最大存在总量即输气管道内的天然气量为 $0.084^2 \times 3.14 \times 5310 \times 0.5988 \times 16 = 1127.2\text{kg}$ 。

(2) 井场

本工程中心井场设置 1 座 Φ1.0×4.3m 两相计量撬和 1 座 Φ2.6×7.8m 三相分离撬，独立井场不设置，平台井场设置 1 座 Φ1.0×4.3m 计量分离撬，因此选择中心井场进行核算，两相计量撬内原油最大存在总量为 $0.5^2 \times 3.14 \times 4.3 \times 0.81 \times 0.587 = 1.6\text{t}$ ，油气比为 300m³/m³ 原油，则天然气最大存在总量为 $1.6 \times 300 \times 0.5988 / 0.81 = 354.8\text{kg}$ 。三相分离撬内原油最大存在总量为 $1.3^2 \times 3.14 \times 7.8 \times 0.81 \times 0.587 = 19.7\text{t}$ ，油气比为 300m³/m³ 原油，则天然气最大存在总量为 $19.7 \times 300 \times 0.5988 / 0.81 = 4396\text{kg}$ 。

(3) 生化站

生化站生物反应池内原油存在量按污水量及其中的石油类浓度进行计算，生化站处理规模为 10000m³/d，生物反应池内的污水量为 10000m³，污水中石油类浓度 ≤20mg/L，本次评价按 20mg/L 计，则原油存在量为 0.2t。

(4) 复配接转站

复配接转站内设有一座 20000m³ 储水罐，污水中石油类浓度 ≤20mg/L，本次评价按 20mg/L 计，则原油存在量为 0.4t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-10。

表 2.5-10 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

单元名称	危险物质	CAS 号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质 Q 值 q_n/Q_n
中心井场	原油（石油）	/	21.3	2500	0.0085
	天然气（甲烷）	74-82-8	4.7508	10	0.4751
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.4836
输气管道	天然气	74-82-8	1.1272	10	0.1127
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.1127
集油管道	原油	/	23.18	2500	0.0093
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.0093
生化站	原油	/	0.2	2500	0.00008

项目 $Q=\Sigma q_n/Q_n$					0.00008
复配接转站	原油	/	0.4	2500	0.00016
项目 $Q=\Sigma q_n/Q_n$					0.00016

2.5.6.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.5-11），本项目各单元最大 $Q=0.4836<1$ ，环境风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-11 环境风险评价工作级别

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

2.5.7 土壤环境

2.5.7.1 项目类别

根据该地区监测结果和相关数据，pH 平均值为 6.92，土壤含盐量平均值为 0.56g/kg，属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本工程按照土壤污染影响型和生态影响型分别开展评价工程。

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）建设项目按照场站和内部集输管道分别判断行业分类。本工程井场、站场等工程，按 I 类建设项目开展土壤环境影响评价；区块内集油管道和复配管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价，天然气管道按照 IV 类建设项目开展土壤环境影响评价。

2.5.7.2 评价等级

（1）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50 \text{ hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50 \text{ hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5 \text{ hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。本工程永久占地规模为 7.075 hm^2 ，占地规模属于中型；

（2）环境敏感程度划分

建设项目所在地土壤环境敏感程度判别依据见表 2.5-12。由于本项目周边存在耕地和草地，所以本项目所在地土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5-12 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

(3) 评价等级的确定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于评价等级的规定，本项目污染影响型评价等级划分见表 2.5-13。本项目井场和场站为Ⅰ类中型占地项目，且敏感程度为敏感，所以污染影响型评价工作等级为一级；本工程拟建集油及复配等输送管道为Ⅱ类小型占地项目，且敏感程度为敏感，所以污染影响型评价工作等级为二级；新建天然气管道为Ⅳ类项目，不开展土壤环境影响评价。

表 2.5-13 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 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	-	-

2.6 评价范围及环境保护目标

本工程施工区域内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、生态保护红线管控范围，区域内存在有基本农田、草地、一般湿地、地表水体和村屯等。

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

本项目大气评价等级为二级，大气环境评价范围为各井场、站场外扩 2.5km 围合区域，管道、道路两侧 200m 围合区域，总面积 217.55km²。大气评价范围及环境保护目标具体见表 2.6-1 和附图 5。

表 2.6-1 大气环境保护目标统计

序号	名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对本工程方位/距离
		经度	纬度				
1	九家子村	124.207988	46.154439	居民	约 180 户, 约 720 人	二类	拟建管道西侧 982m
2	康平村	124.193657	46.146323	居民	约 75 户, 约 300 人	二类	拟建 GY1-Q9-H11 井北侧 2140m
3	唐营子村	124.191551	46.116319	居民	约 195 户, 约 780 人	二类	拟建道路西侧 40m
4	孙宝地房子	124.223920	46.086483	居民	约 50 户, 约 200 人	二类	拟建管道东南侧 50m
5	查干文都	124.252909	46.102147	居民	约 130 户, 约 520 人	二类	拟建道路东侧 244m
6	后曼代	124.185264	46.047376	居民	约 55 户, 约 220 人	二类	拟建 GY1-Q9-H11 井北侧 1517m
7	前曼代	124.190757	46.045616	居民	约 60 户, 约 240 人	二类	拟建复配接转站西南侧 1409m
8	西曼代	124.189813	46.028536	居民	约 160 户, 约 640 人	二类	拟建管道东南侧 666m
9	胜利村	124.221957	46.028965	居民	约 90 户, 约 360 人	二类	拟建管道东南侧 2401m
10	保布	124.296741	46.049172	居民	约 50 户, 150 人	二类	拟建生化站南侧 1410m
11	英格地房子	124.305777	46.087079	居民	约 53 户, 159 人	二类	拟建管道西侧 233m
12	骆驼脖子分场	124.245683	46.058427	居民	65 户, 约 195 人	二类	拟建道路北侧 504m
13	烟房子	124.331290	46.103712	居民	约 110 户, 约 340 人	二类	拟建道路西侧 1017m
14	石人沟渔场	124.058218	46.0236301	居民	约 280 户, 约 1100 人	二类	拟建综合维修中心北侧 456m
15	后心村	124.0485952	45.9978496	居民	约 300 户, 约 1200 人	二类	拟建综合维修中心南侧 949m

2.6.2 地表水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），三级 B 项目评价范围应符合以下要求：（1）应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；（2）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。本项目主要分析依托污水处理设施的环境可行性；项目涉及地表水环境风险，地表水评价范围为环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。地表水环境保护目标具体见表 2.6-2 和附图 6。

表 2.6-2 地表水环境保护目标

名称	距本工程方位及最近距离	环境特征	保护级别
狐狸洞泡	拟建 GY1-Q9-H13 井东侧 50m	季节性泡沼，水域面积约 0.8km ²	/
西格勒吐泡子	拟建管道西侧 666m	自然泡沼，水域面积约 4.5km ²	/
大哈拉乌苏泡	拟建 GY1-Q9-H11 井西北侧 200m	季节性泡沼，水域面积约 5.3km ²	/
北兴泡子	拟建管道东南侧 1000m	季节性泡沼，水域面积约 1.7km ²	/
无名泡	拟建生化站南侧 737m	自然泡沼，水域面积约 0.4km ²	/
南部引嫩总干渠	管道采用定向钻穿越该渠	渠宽 60m，全长约 28km	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准
连南引水渠道	管道采用定向钻穿越该渠	渠宽 30m，全长约 50km	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准

2.6.3 地下水环境影响评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，（HJ610-2016）中的公式计算方法确定调查影响评价范围。

根据大庆油田水务工程技术有限公司出具的《大庆古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程水文地质调查》（2024 年 7 月）的水文地质资料可知，本项目所在区域 K 潜水=1.5m/d，K 承压水=88.1m/d，本项目潜水层、承压水层的有效孔隙度分别取 0.336、0.268，根据区域等水位线图计算各井场、站场所在区域潜水和承压水的水力坡度最大值，取 I 潜水=0.0003，I 承压水=0.00011，经计算可得：

下游迁徙距离：

$$L_{\text{潜水}} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 2 \times 1.5 \times 0.0003 \times 5000 / 0.336 = 13m;$$

$$L_{\text{承压水}} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 2 \times 88.1 \times 0.00011 \times 5000 / 0.268 = 468m。$$

式中：

L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

ne—有效孔隙度，无量纲。

综合考虑监测水井及地下水流向等因素等，划定评价范围结合工程周围地下水环境敏感目标分布情况将地下水评价范围适当外扩，本项目评价区域为各井场及场站上游以及两侧外扩 234m，下游外扩 468km 区域，新建管道以管道边界两侧各向外延伸 200m，根据项目地下水评价范围公式法计算结果，同时结合工程分布、环境敏感性、周边村屯地下水水源井、地下水流向、区域水文地质单元分布、分水岭等情况，确定本项目地下水评价范围为以产能区域为中心，南北走向 17km，东西走向 11km 的矩形区域，综合维修中心上游以及两侧外扩 234m，下游外扩 468km 的矩形区域，评价区域面积约为 187km²，地下水评价范围及环境保护目标见附图 7。

地下水环境保护目标详见表 2.6-3。

表 2.6-3 地下水环境保护目标统计

保护目标	最近工程	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
英格地房子	拟建 1-2#中心井场至中心处理站管道	管道侧向 786m	承压水井 1 口，供本村及布拉和 699 人饮用，供水规模为 250m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类
唐营子村	拟建 1-4#平台至古页 2202H-Q9 中心井场管道	管道侧向 810m	承压水水井 1 口，可供本村及查干文都、烟房子、孙宝地房子、九家子村、康平村 2860 人村民饮用，供水规模为 300m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
胜利村	拟建 GY1-Q9-H25 至 GY38-Q9-H6 管道	管道侧向 3050m	承压水水井 1 口，可供本村及保布、李家窑、西曼代、前曼代、后曼代 1500 人村民饮用，供水规模为 250m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
骆驼脖子分场	拟建 GY1-Q9-H24 井	井场侧向 1496m	承压水水井 1 口，可供本村 195 人村民饮用，供水规模为 50m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
北兴分场	拟建 1-3#中心井场到 1-2#中心井场管道	管道上游 543	承压水水井 1 口，可供本村 120 人村民饮用，供水规模为 30m ³ /d，介质类型为孔隙水，水	

保护目标	最近工程	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
			质良好，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	

2.6.4 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，结合建设项目特点，确定本项目声环境评价范围为基建井场、场站边界向外200m及管道和道路中心线两侧各200m范围内的声环境。本项目环境敏感目标见表2.6-4，声环境评价范围及环境保护标见附图8。

表 2.6-4 声环境保护目标统计表

声环境保护目标名称	空间相对位置			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z				
唐营子村	-40	0	0	40	W	无功能区划，执行(GB3096-2008)1类标准	单层砖混结构、东南朝向、周围多为耕地
孙宝地房子	40	-35	0	50	SE	无功能区划，执行(GB3096-2008)1类标准	单层砖混结构、东南朝向、周围多为耕地

2.6.5 生态评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中评价工作范围确定的依据：生态影响评价应能够充分体现生态完整性，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域，评价工作范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。可综合考虑评价项目与项目区的气候过程、水文过程、生物过程等生物地球化学循环过程的相互作用关系，以评价项目影响区域所涉及的完整气候单元、水文单元、生态单元、地理单元界限为参照边界。

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中评价等级和评价范围要求：

a) 井场、站场等工程以场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300m为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域；

b) 占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围。线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，并结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整。线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区，且无永久、临时占地时，可从线路中心线向两侧外延 300m 作为评价范围。

本工程不占用生态敏感区，且本工程大气、地表水和噪声等环境要素未对周围生态保护目标产生间接影响，因此生态评价范围为各井场及场站外扩 50m 及管道和道路两侧 300m 的区域，评价区域面积约为 3383.06hm²。生态保护目标详见表 2.6-5，生态评价范围及保护目标见附图 9。

表 2.6-5 生态保护目标统计

环境要素	保护目标名称	保护范围	保护标准及保护级别
生态环境	工程周边草地、林地、水域、耕生态系统，井场周边土壤、自然植被、农作物、动物等	新建井场、新改扩建场站外扩 50m，管线及道路两侧 300m 的范围	对永久占地进行补偿，对临时占用的草地及时恢复，耕地进行平整并及时复耕土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值要求，控制水土流失
	湿地图斑标识码：230624211000005767	管线两侧 300m 的范围	管道施工临时占用，对临时占用湿地及时进行恢复
	湿地图斑标识码：230624211000010741	管线两侧 300m 的范围	不占用，在生态评价范围内
	湿地图斑标识码：230624211000009360	管线两侧 300m 的范围	不占用，在生态评价范围内
	湿地图斑标识码：230624211000007163	管线及道路两侧 300m 的范围	管道施工临时占用，对临时占用湿地及时进行恢复
	湿地图斑标识码：230624211000007899	管线及道路两侧 300m 的范围	管道施工临时占用，对临时占用湿地及时进行恢复

2.6.6 土壤环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型一级评价和二级评价，生态影响型二级评价，评价范围为各井场、场站边界外扩 2km、管道中心线两侧各 200m 范围内的土壤环境，评价区域面积约为 64.91km²。根据现场调查，本项目土壤环境

保护目标见表 2.6-6 及附图 10。

表 2.6-6 土壤环境保护目标

环境要素	保护内容	环境特征	规模	保护级别
土壤环境	井场、场站及管道周边农用地土壤环境，主要为草地、林地和耕地（基本农田）	耕地、草地、林地	井场、场站边界外扩 2km、管道中心线两侧各 200m 范围内	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他用地风险筛选值
	基建井场永久占地内土壤	建设用地		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）

2.6.7 环境风险评价范围及保护目标

本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析，因此不设置环境风险评价范围及保护目标。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-7。

表 2.6-7 评价等级和评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	大气环境评价范围为各井场、站场外扩 2.5km 围合区域，管道、道路两侧 200m 围合区域，总面积 217.55km ²
声环境	二级	各井场、场站边界向外 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	狐狸洞泡、西格勒吐泡子、大哈拉乌苏泡、北兴泡子、无名泡、南部引嫩总干渠、连南引水渠道
地下水环境	二级	各井场及场站上游以及两侧外扩 263m，下游外扩 526km 区域，新建管道以管道边界两侧各向外延伸 200m，评价区域面积约为 187km ²
土壤环境	一级	评价范围为各井场、场站边界外扩 2km、管道中心线两侧各 200m 范围内的土壤环境，评价区域面积约为 158.87km ²
生态环境	三级	生态评价范围为各井场及场站外扩 50m 及管道和道路两侧 300m 的区域，评价区域面积约为 28.53km ²
环境风险	简单分析	不设置环境风险评价范围及保护目标

2.7 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及油田开发建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以大气环境影响评价、生态影响评价、土壤环境影响评价、水环境影响评价、环境风险评价、声环境影响评价及工程污染防治措施评

价为重点，同时进行环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等分析，在评价过程中力求工业污染防治与生态保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

3.建设项目工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 基本情况

3.1.1.1 项目基本情况

(1) 项目名称

大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目

(2) 建设单位、地点及建设性质

本工程建设单位为大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部，建设地点位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡、他拉哈镇和大同区和平街道境内，建设性质为改扩建。

(3) 工程规模

本工程主体工程内容为油气集输工程、站场工程。基建油井 26 口，形成平台 8 座，独立井 8 口，依托 1 号站和中心站进行原油及天然气处理与增压。新建集油支干线 48.35km。新建集气管道 3 条，共计 11.78km。新建中心井场 2 座，新建撬装设备 24 座，新建生化站和复配接转站各 1 座，复配回用管线 11km；新建综合维修中心 1 座；新建井口变电站 23 座，供电线路 36.9km；新建各类道路 18.15km；对本工程新建设施进行数字化建设。

工程总投资 21033 万元，环保投资 683.7 万元。

(4) 占地面积

本工程占总占地面积为 60.175hm²。永久占地 7.075 hm²，临时占地 53.1hm²。

(5) 主要产品、建设周期及定员

本工程主要产品为原油，建设周期为 10 个月，本工程新增定员 80 人。

(6) 评价时段

本工程评价时段为地面建设施工期、运营期和退役期。

3.1.1.2 区块开发基本情况

(1) 油气田范围

本项目位于松辽盆地北部中央坳陷区齐家-古龙凹陷他拉哈向斜内，古页 1 井区位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县，勘探开发目的层位均为青山口组，本项目开发部署区处于葡西油田、古龙油田采矿权内。

其中，古龙油田采矿权许可证名称为《黑龙江松辽盆地古龙油田开采》，许可证号 0200000910002，矿区面积 686.434km²，有效期 2009 年 4 月至 2039 年 4 月；葡西油田采矿权许可证为《黑龙江省松辽盆地葡西油田开采》，许可证号 0200000510039，矿区面积 605.333km²，有效期 2005 年 12 月至 2031 年 12 月；本次开发方案范围全部位于矿业权所属范围内和使用年限内，矿业权与已知毗邻矿业权的关系清楚，无矿业权属争议。

(2) 勘探开发概况

大庆油田发现以后，油气勘探从寻找常规油的构造油藏、隐蔽油藏到非常规油藏，勘探领域不断拓宽、技术不断完善。早在大庆油田构造油藏勘探阶段，以源控和背斜油藏理论为指导，探索了隐蔽油气藏勘探技术和方法，期间针对泥岩裂缝钻探获得突破。随着勘探程度的不断提高和地质理论、技术的不断完善，大庆油田逐渐步入非常规油气勘探阶段。致密油勘探取得全面突破，并实现有效开发。近年来，页岩油取得非常好的勘探开发效果。

(3) 地质构造、区带或层系

构造位置位于松辽盆地北部中央坳陷区齐家-古龙凹陷,主体以他拉哈向斜为中心，布井区整体呈现南低北高的构造格局，东西向表现为西高东低构造特征，构造最深处位于研究区南面古页 1、古页 10HC 井附近，南北向整体表现为南低北高构造特征。东面发育一组断裂带，走向以近南北向为主，断裂带内断层发育相对集中，断层之间形成多个地堑或地垒；目的层为白垩系青山口组 Q9 油层。

（4）储层特征

古龙页岩油油藏呈大面积的空间分布无圈闭界限，大部分原地赋存于页岩中，含油范围主要受控于富有机质页岩的分布以及成熟度控制，纵向为连续含油油藏，从青一段底部到青二段上部连续含油，连续含油厚度在 100m~250m，平面含油范围从齐家-古龙凹陷到东部的三肇凹陷，含油范围达 $1.46 \times 10^4 \text{km}^2$ 。纵向含油主要受原始有机碳影响，呈现一定的含油旋回变化，平面受成熟度控制，成熟度高的地区，油藏含油性好。页岩油油藏空间上具有连续性，呈现规模连片分布，资源潜力巨大。

（5）油气藏流体性质

研究区 Q₉ 油层典型井平均地面原油密度 0.81g/cm^3 ，粘度 $7.8 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，凝固点 24.7°C ，初馏点 85.6°C ，含蜡量 22.3%，含胶量 10.8%。生产气油比为 $300 \text{m}^3/\text{m}^3$ 。采出气以甲烷、乙烷为主，占比约 70~85%；CO₂ 含量初期含量较高，随生产时间逐渐降低，90 天左右稳定至 1.5~3%。水型为 NaHCO₃，氯离子浓度为 563~1180mg/L，平均 996mg/L；矿化度为 4828~8947mg/L，平均 7236mg/L；PH 值为 7.0~7.5，平均 7.3。根据古页岩油平 1 井、古页 1 井压裂后天然气组成分析以及《GY8-Q9-H2 井钻井地质设计》和其他井的地质设计资料可知，区域天然气中不含硫化氢等有毒有害气体。

（6）油气资源类型

古龙页岩油藏是大面积连续性聚集弹性驱动的原生源储型页岩油气藏。和传统的常规油藏相比有着本质的区别，其沉积演化史、古地温演化史、生烃演化史、成岩演化史、储层演化史等“五史”演化及时空耦合匹配关系控制着页岩油成藏过程，进而最终影响页岩油油藏特征。页岩中与粘土矿物共生的层状藻生烃后，形成了大量有机质孔缝为主的储集体系，油气分子难以发生运移而原地超压保存，形成了规模分布的微纳米含油集合体。古龙页岩油在岩性组成与结构、储集空间形成与演化、油气赋存机理、流体特征等方面与源储分离的常规石油以及近源聚集的致密油之间具有明显的差异。

（7）开发进程

2020 年 6 月，古页油平 1 井试油获得日产油 30.5 吨、日产气 13032 方的工业油流，试采产量保持稳定，标志着古龙页岩油勘探取得巨大突破。2023 年，在 Q9 油层开辟扩大试验区，部署 54 口水平井。在此基础上，编制《大庆古龙页岩油 Q9 油层产能建设项目开发方案》，方案部署水平井 332 口，建产能 168.3 万吨，其中 2024 年实施 200 口井，支撑 2025 年 100 万吨产量目标实现，2025~2029 年每年实施 26~28 口井，可支撑百万吨稳产 6 年。后续，在整体方案的基础上，编制了 2025 年实施方案《大庆古龙页岩油古页 2HC 南区 Q9 油层产能建设项目开发方案》，方案部署水平井 26 口，建产能 13.2 万吨，正在实施。

3.1.1.3 项目组成

本工程项目组成情况见表 3.1-1，基建井基本情况见表 3.1-2。主要技术经济指标见表 3.1-3。本工程总平面布置图见附图 11。

表 3.1-1 本工程项目组成表

工程类别	单项工程		主要工程内容	备注
主体工程	油气集输工程	采油工程	采用抽油机泵、宽幅离心泵采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机 18 台、宽幅离心泵 8 台	新建
		集输工程	共新建集油管道 48.35km，其中新建材质为无缝钢管的单井集油管道 DN6-1.3km，新建材质为无缝钢管的集油支线 DN100-17.42km，新建集油支线 30.94km（材质为无缝钢管的 DN150-6.32km，DN100-14.21km，DN80-4.26km，DN65-4.04km，材质为高密度聚乙烯加热管 DN80-2.11km），集油管道压力均为 2.5MPa。新建材质为无缝钢管的集气管道 11.78km，其中 DN250-3.2km，DN150-8.58km，压力均为 1.6MPa	新建
	站场工程	井场	新建丛式井井场 8 座，其中 2 井式 6 座，3 井式 2 座；独立井井场 8 座，其中古 1-3#平台井场设为中心井场，古页 2202H-Q9 老井井场设为中心井场，其中每座平台井场设两相计量分离撬 1 座，每座中心井场设两相计量分离撬 1 座、三相分离撬 1 座	新建
		生化站	在中心处理站装车场建设生化站 1 座，包托复合微生物反应池 1 座，旋流气浮装置 1 套，外输水罐 2 座，餐输水泵 3 台，回流泵 4 台，离心式鼓风机 3 台，排油泵 4 台，排泥泵 2 台，污油回收箱 1 座	新建
		复配接转站	在 1 号增压分输站建设净化水复配接转站 1 座，设 2 万方密闭储水罐 1 座，网壳顶拱顶罐，直径 40.64m 高 18.44m；配套建设橇装外输泵站，设 3 台增压泵（Q=210m³/h，H=80m，P=75KW），在线运行 2 台，冷备用 1 台，建设复配回用管道 φ426-11km，材质为无缝钢管，压力 1.62MPa	新建

		1 号增压分输站	新建来油阀组橇（4 套阀组）1 座，为本工程 2 口油井采取单管混输直接进站，相应在站内扩建 4 井式轮换阀组橇及两相计量分离橇各 1 座	
公辅工程	供排水工程		生产用水由水罐车拉运至施工现场，生活用水采用桶装水	新建
			施工期： 试压废水由罐车拉运至油气中心处理站的采出水处理站进行处理后进行复配压裂液循环利用。施工人员产生的生活污水排入已建施工营地临时生活污水收集池，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂	新建
			运行期： 运行期油田采出水和油井作业污水均由油气中心处理站的采出水处理站进行处理，处理后再进入生化站进一步处理，合格后全部进入复配接转站进行复配压裂液循环利用。新建综合维修中心员工生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理	
	道路工程		新建进井通道土路 12.17km，通井土路 5.98km	新建
	自控工程		对新建的 26 口油井以及 1 号增压分输站扩建净化水复配接转站、生化站进行数字化建设，数据均传输至 1 号增压分输站控制室数据服务器，在 1 号增压分输站控制室实现井、间、站的集中监控。新建区域雷达预警系统 1 套	新建
	供热系统		项目施工期不供暖；运营期井场为无人值守，新建页岩油综合维修中心，其中维修中心宿舍、维修间、水罐阀室、水处理间等采用电采暖方式，选用电散热器。宿舍大门入口处选用电热空气幕	新建
	供配电工程		本次产能新增用电负荷 5012.8kW，区域内的页一变电站供电能力满足要求。规划新建 10kV 井口变电站 23 座，新建井口动力配电柜 18 面，新建 10kV 供电线路 36.9km，新建井场低压电缆线路 10.1km。新建无功补偿装置 8 套。净化水复配接转站新建橇装电控一体化集成装置 1 座，新建 10kV 供电线路 3km，新建低压电力电缆 2.4km。生化站新建橇装电控一体化集成装置 1 座，新建 10kV 供电线路 2km，新建低压电力电缆 3.6km	新建
	综合维修中心		新建维修间 1 座，维修中心宿舍 1 座，配套建设辅助设备用房 2 座、戊类材料堆场（33m×25m）1 处及排污池 1 座，新建 1 口水源井（40m³/h），建设 1 套一体化给水处理装置，生活给水处理采用一体化处理设备，具有除铁过滤、缓冲（储存）、精细过滤、杀菌（消毒）和恒压供水功能。新建化粪池 1 座及一体化生活污水处理装置 1 套，新建消防水泵房 1 座。消防水泵房设置消防水罐 500m³（有效容积 360m³）1 座、消防泵 Q=50L/s, H=50m, 2 台（1 用 1 备）、稳压装置 Q=1.5L/s, H=45m。新建 315kW 干式变电 2 座	
	表层土堆放区		综合维修中心、生化站均在已有场地进行建设，不涉及表土剥离和堆存；复配接转站占地内设置表土堆放区，道路利用管线区域设置的表土堆放区堆放表土，待施工结束后用于临时占地的恢复。管线施工区域内沿线平行设置表土堆放区，项目临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快	新建

环保工程	废气治理措施	施工期: 施工场地设置围护; 施工现场洒水消尘, 表土及建材堆放上覆盖材料; 施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	新建
		运行期: 井口安装密封垫, 集输管线均为密闭管道, 油田采出液经管道输送至 1 号增压分输站和中心处理站处理, 加强井下作业管理, 落地油全部回收, 减少烃类气体挥发。生化站微生物反应池及气浮装置进行密闭, 减少恶臭气体及烃类气体的挥发, 综合维修中心食堂的油烟经油烟净化气处理后经屋外管道引至屋顶排放	
	废水治理措施	施工期: 地面建设期间试压废水由罐车拉运至油气中心处理站的采出水处理站进行处理后进行复配压裂液循环利用。施工人员产生的生活污水排入已建施工营地临时生活污水收集池, 定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理	新建
		运行期: 运行期油田采出水和油井作业污水均由油气中心处理站的采出水处理站进行处理, 处理后再进入生化站进一步处理, 合格后全部进入复配接转站进行复配压裂液循环利用。置。井场为无人值守模式, 不产生生活污水; 本项目新建的生化站和复配接转站不新增劳动定员, 不增加生活废水; 新建综合维修中心员工生活污水经化粪池预处理后, 进入一体化生活污水处理装置, 出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》(GB/T18920-2020) 中城市绿化标准后最终排至污水池, 作为绿化用水, 剩余污水外运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理	
	地下水污染防治措施	地下集油管道, 复配管道属于重点防渗区, 集油管道和复配管道采用无缝钢管或高密度聚乙烯复合管, 管道连接方式采用焊接, 同时采取阴极保护措施, 保证管道完整性, 定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中重点防渗技术要求	新建
		油水井井场作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜, 厚度为 2mm, 防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$, 防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》中重点防渗区要求。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	
		新建生化站微生物反应池新建微生物反应池池体为抗渗钢筋混凝土结构, 混凝土厚度 250mm, 抗渗等级为 P8 级, 防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中重点防渗要求, 气浮操作间底部采用铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。新建复配接转站净化水储罐和生化站外输水罐采用一体化焊接技术, 底部采用加厚钢板设计及沥青砂绝缘层等措施, 环墙基础采用钢筋混凝土结构, 基础防渗层铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层, 防渗性能均满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016) 中重点防渗要求	
		新建综合维修中心污水池、化粪池、埋式一体化生活污水处理装置, 生化站微生物操作间、复配接转站泵房等为一般防渗区, 采用厚度不小于 20cm, 抗渗标号为 P6, 渗透系数为 $4.19 \times 10^{-9} \text{cm/s}$ 的水泥进行硬化处理; 新建井场两相计算撬、三相分离撬设备区、综合维修中心污水池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层, 防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中一般防渗要求	

		油井井场、生化站、复配接转站、综合维修中心其他区域（除重点防渗区、一般防渗区以外区域）属于简单防渗区，采取地面平整并进行夯实处理，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗要求	
		新建污水池、化粪池、净化水储罐、外输水罐等地下隐蔽工程需保留施工影像资料	
	噪声治理措施	施工期： 合理安排施工进度、减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
		运行期： 井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；新建机泵选用低噪声设备，机泵均安装在室内，并且设置减震基础、隔声门窗等；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	
	固废处置措施	施工期： 地面建设期间管道施工等产生的废料送天然气分公司工业固废处置场处置。生活垃圾送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理厂；产生的建筑垃圾送所在地建筑垃圾调配场	依托
		运行期： 油井作业及生产设施清淤产生的落地油及油泥（砂）属于危险废物，危险废物代码 HW08/071-001-08，统一收集送至拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置；生化站产生的污泥属于危险废物，危险废物代码 HW08/900-210-08，委托有资质的单位处置，运行期油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物，危险废物代码 HW08/900-249-08，送第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处置；危废转运执行危险废物转运联单制度	
	生态恢复措施	对永久占用的草地和耕地采取经济补偿；对临时占用的耕地进行复垦，对临时占用的草地进行自然恢复的措施进行植被恢复	新建
	地下水防控	设置 5 口地下水监测井，充分依托周围村屯已有水井，其地下水流向上游东地房子设 1 口潜水井和 1 口承压水井；地下水流向两侧设 1 口潜水井：布拉和；下游胜利村设 1 口潜水井和 1 口承压水井	依托
	环境风险防范措施	油气集输采用密闭流程；在工程设计上提高设计强度、加强防腐；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；场站制定操作规程，定期进行巡检、检测、应急等安全管理措施；定期巡线	新建
依托工程	1 号增压分输站	该站目前正在扩建中，扩建后处理规模为 3200m ³ /d，本工程 17 口油井产液进入该站，本工程及再建工程投产后该站处理液量约为 2434.6m ³ /d，负荷 76.08%，能够满足本工程需	依托
	中心处理站（脱水站）	该站目前进行在建设中，一级三相分离处理能力 10500t/d，本工程 9 口油井产液直接进入该站，本工程及再建工程投产后该站处理液量为 7197.75t/d，负荷 68.55%，能够满足本工程需求	依托
	油气中心采出水处理站	该站目前进行在建设中，设计能力 10000m ³ /d，本工程投产产生最高负荷率 83.4%，能够满足新增产能需求	依托

	黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站	本项目运营期产生的含油污泥、落地油等由黑龙江迈景环保科技有限公司处理。黑龙江迈景环保科技有限公司位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧 3km 处，建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量 27 万 t/a	依托
	第九采油厂危险废物贮存库	本项目产生的危险废物在第九采油厂危险废物贮存库进行储存，统一交由有危废处理资质的单位处理。第九采油厂危险废物贮存库于 2020 年 10 月投用，站内建设 2 座库房，主要用于储存废润滑油、废机油、含油滤料、废三滤、废细菌瓶、废原油、废化学试剂、含铬废液、过期药品试剂、废防渗布等危险废物，最大储存量为 4.73t	依托
	天然气分公司工业固废填埋场	本项目产生的一般工业固体废物，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。天然气分公司工业固废填埋场总容量为 11624m ³ ，目前实际容纳约 5300m ³ ，剩余能力为 6324m ³	依托
临时工程	钻井施工：井场内设置施工营地、钻井施工设备等。地面建设：不设施工营地，施工人员生活依托已建施工营地，新建井场和场站施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场		临时

表 3.1-2 本工程基建井基本情况

序号	井场类型	井号	井位坐标 (X)	井位坐标(Y)	位置	井型
1	双井平台	GY1-Q9-H1			他拉哈镇	水平井
2		GY1-Q9-H6				水平井
3	三井平台	GY1-Q9-H2				水平井
4		GY1-Q9-H3				水平井
5		GY1-Q9-H4				水平井
6	单井井场	GY1-Q9-H5				水平井
7	单井井场	GY1-Q9-H7				水平井
8	双井平台	GY1-Q9-H8				水平井
9		GY1-Q9-H9				水平井
10	三井平台	GY1-Q9-H10				水平井
11		GY1-Q9-H11				水平井
12		GY1-Q9-H12				水平井
13	单井井场	GY1-Q9-H13				水平井
14	双井平台	GY1-Q9-H14				水平井
15		GY1-Q9-H21				水平井
16	双井平台	GY1-Q9-H15				水平井
17		GY1-Q9-H16				水平井

序号	井场类型	井号	井位坐标 (X)	井位坐标(Y)	位置	井型
18	双井平台	GY1-Q9-H18				水平井
19		GY1-Q9-H19				水平井
20	单井井场	GY1-Q9-H20				水平井
21	双井平台	GY1-Q9-H17				水平井
22		GY1-Q9-H22				水平井
23	单井井场	GY1-Q9-H23				水平井
24	单井井场	GY1-Q9-H24				水平井
25	单井井场	GY1-Q9-H25			腰新乡	水平井
26	单井井场	GY1-Q9-H26			他拉哈镇	水平井

表 3.1-3 主要技术经济指标

序号	指标	数量	备注
1	设计动用资源储量	610.38×10 ⁴ t	/
2	设计井数	16 口	油井 16 口
3	设计站场数	新建生化站 1 座，复配接转站 1 座，综合维修中心 1 座	/
4	管道长度	71.13km	油气集输管道 60.13km，复配管道 11km
5	能源消耗情况	用电量 5012.8kWh/d	/
6	占地面积	永久占地 7.075hm ² ，临时占地 53.1hm ²	总占地面积 60.175hm ²
7	工作制度	四班三倒	/
8	总投资	21033 万元	/
9	环保投资	683.7 万元	/
10	建成年产能	13.34×10 ⁴ t	

3.1.2 开发方案

本工程动用面积 40.0km²，动用地质储量 6103800t，预测单井产量 17.1t，建成油产能 133400t，油气当量产能 173200t，基建油井 26 口，基建安排及原油物性见表 3.1-4~5，指标预测详见表 3.1-6。

表 3.1-4 产能工程基建油井安排表

时间（年）	新钻井	基建新井	建成产能（万吨）
	油井（口）	油井（口）	
第一年	26	26	13.34

表 3.1-5 产能工程原油物性表

油田目的层	凝固点 (°C)	气油比 (m³/m³)	密度 (g/cm³)	粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	胶质 (%)	初馏点 (°C)
古页 1 井区	24.7	300	0.81	7.8	22.3	10.8	85.6

表 3.1-6 产能工程开发指标预测表

年	井数	单井日产 液 (吨/天)	单井日产 油 (吨/天)	单井日气 (方/天)	含水 (%)	年产油量 (万吨)	年产液量 (万吨)	年产气量 (万方)	气油比
第 1 年	26	131.5	13.7	5130	89.6	1.1	20.5	400.1	300
第 2 年	26	78.1	17.1	6413	78.1	13.34	60.9	5001.8	300
第 3 年	26	44.8	13.2	4957	70.5	10.3	35.0	3866.4	300
第 4 年	26	30.2	10.5	3931	65.3	8.2	23.6	3066.0	300
第 5 年	26	22.5	8.6	3227	61.8	6.7	17.6	2517.2	300
第 6 年	26	17.9	7.3	2730	59.3	5.7	14.0	2129.6	300
第 7 年	26	14.5	6.3	2348	56.8	4.9	11.3	1831.4	300
第 8 年	26	11.9	5.4	2043	54.3	4.2	9.3	1593.3	300
第 9 年	26	10.0	4.8	1806	51.8	3.8	7.8	1408.5	300
第 10 年	26	8.7	4.3	1616	50.3	3.4	6.8	1260.6	300
第 11 年	26	7.6	3.9	1455	48.8	3.0	5.9	1134.6	300
第 12 年	26	6.6	3.5	1309	47.3	2.7	5.2	1021.1	300
第 13 年	26	5.8	3.1	1178	45.8	2.5	4.5	919.0	300
第 14 年	26	5.1	2.8	1060	44.3	2.2	4.0	827.1	300
第 15 年	26	4.4	2.5	954	42.8	2.0	3.5	744.4	300
第 16 年	26	3.9	2.29	859	41.3	1.8	3.0	669.9	300

3.1.3 采油工艺方案

部分井采用宽幅离心泵排液举升，其余井人工举升优选采用抽油机举升方式，详见表 3.1-7。

表 3.1-7 举升设计结果表

项目	设计内容	
举升方式	宽幅离心泵	抽油机
井数 (口)	8	18
举升工艺	满足最大气液比 500m³/m³ 举升需要的宽幅电泵机组，与机组额定排量相匹配的潜油电机、电缆、保护器、传感器、变频器等配套设备	CYJY14-6-89HF 型抽油机，Φ57mm 防气抽油泵，Φ22×Φ19mm、HY 级、限位扶正抽油杆，56kW 单速电机+55kW 伺服类配电箱
油管	Φ73mm 壁厚 5.5mmN80 钢级油管	
井口	专用井口	普通井口
备注：要求配备压控式桥塞或其他带压下泵工具。		

3.2 现有工程分析

3.2.1 滚动开发区块情况

本工程所在古页 1 井区于 2020 年开始进行勘探开发。本项目所在区域现有工程中松辽盆地北部古页 1 号试验区直井井组试验试采工程已办理环评手续并已建成，松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程项目已办理环评手续正在重新报批；松辽盆地北部古龙凹陷古页 8H1 井区中 3 个建设项目已办理环评手续正在建设；大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目和 2025 年 Q9 油层产能项目已办理环评手续正在建设。根据油田开发的先后顺序，现有工程主要内容见下表。

表 3.2-1 现有工程主要内容表

建设年份	项目名称	主要建设内容	现状建设进度
2020 年	松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程	1 号试验站、10 口油井、集油管线 1.8km	已建
2022 年	松辽盆地北部古页 1 试验区直井井组试验试采工程	哈 19 返排液处理站、4 口油井、集油管道 8.05km、外输油管道 35.35km、中间加热站 1 座，外输气管道 9.57km，回注水管道 1.6km	已建
2024 年	2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目	部署 39 口油井、新建集输干线长度为 33.1km，单井管线 37.07km	在建
	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	部署 13 口油井、新建单井集输管线长 4925m	在建
	松辽盆地北部古龙凹陷古页 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目	部署 5 口油井、新建天然气集输干线长度 19.72km；1 条为单井管线长度为 2.7km	在建
2025 年	大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目	1 号试验站扩建为 1 号增压分输站、2 号试验站扩建为 2 号增压分输站、新建油气中心处理站、部署 205 口油井、新建集油、集气管道共计 431.82km，其中建设井场集油、集气管道 315.57km，增压分输站外输油气管道 101.95km，葡西联至葡西二外输管道复线 14.5km	在建
	2025 年 Q9 油层产能项目	2 号污水站、部署 64 口油井、新建集输管线总长 154.9km，其中集输干线总	在建

建设年份	项目名称	主要建设内容	现状建设进度
		长 55.72km，集油支线总长 21.7km，单井集油管道总长 30.6km，原水管道总长 46.88km。配套建设道路总长 35.65km	

本项目所在区域现有工程主要包括油井、1 号增压分输站（原 1 号试验站）、油气中心处理站、配套管线以及公用工程、环保工程等。现有工程主要组成见下表。

表 3.2-2 现有工程组成一览表

类别	项目组成	建设内容	备注
主体工程	井场	油井 14 口，均采用密闭管线集输	已建
		油井 326 口，其中开发井 324 口，勘探井 2 口。其中 317 口井采用密闭管线集输，9 口偏远井采用拉油点罐车拉运	在建
	站场	1 号增压分输站：“四合一”页岩油处理规模可达 3200m ³ /d，天然气处理规模可达 42 万 m ³ /d，低含水油、天然气、含油污水均输送至油气中心处理站	正在扩建
		油气中心处理站： 新建脱水站：建设规模：10500t/d，站内采用二级“三相分离器”处理工艺，处理后的净化油经原稳站（同期建设）稳定后外输。 新建原油稳定站：建设规模：200×10 ⁴ t/a，原油稳定采用微正压闪蒸+轻烃稳定（带精馏段）工艺，经换热、稳定、冷却、三相分离后，稳定原油进入原油脱水单元并增压外输。 新建天然气处理站：规模 300×10 ⁴ m ³ /d，原料气增压、脱碳、脱水、深冷分离、干气增压外输总体工艺流程，并对脱碳尾气增压、脱水、液化回收。新建 3 台 13.5MW 导热油炉，属于锅炉。 采出水处理站：采出水处理站设计规模为 10000m ³ /d，主体工艺采用“气浮+一级过滤”，滤后污水先经中心处理站的热泵站换热后，再全部外输至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站的 60 万 m ³ 净化水储存池回收利用，处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）出水水质（含油≤20mg/L、SS≤20mg/L）的要求，全部进行复配压裂液循环利用	在建
配套工程	集输管线	集油管道 11.13km，外输油管道 35.35km，外输气管道 9.57km，注水管道 1.6km	已建
		集输管道总长 529.335km，其中内部集输管道 412.885km，外输油气管道 116.45km	在建
公用工程	供水工程	各增压分输站内分别设有 1 座水源井	已建
		油气中心处理站内新建水源井 3 口（运 2 备 1）	在建
	供电工程	区域已建电源主要为：古页 20 井区依托 35kV 页中变电站和古三变电站，古页 21 井区依托 35kV 页中变电站，古页 2HC 南区依托 35kV 页二变电站和页十六变电站，古页 19 井区依托 35kV 古一变变电站和龙一变变电站	已建

类别	项目组成	建设内容		备注
环保工程		油气中心处理站配套建设 1 座 35kV 变电站		在建
	供暖工程	井场均为无人值守，油气中心处理站内配套建设供暖泵房		在建
	废水污染防治	施工期压裂返排液、运营期各井场含油污水、作业废水由罐车拉运至哈 19 返排液处理站或大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理		已建
		试采期间，井口采出液在井场进行油气水分离，分离出的采出水管输进入污水暂存罐，罐车拉运至龙一联污水处理站处理。		在建
		管道试压废水由罐车拉运至龙一联污水处理站处理。		在建
		运营期井下作业废水、油气中心处理站废水由管道输送或罐车拉运至油气中心处理站中的采出水处理站；1 号、5 号增压分输站、油气中心处理站中的脱水站、天然气处理站分离出的含油污水管输至油气中心处理站中的采出水处理站处理；井下作业废水拉运至油气中心处理站中的采出水处理站进行处理。 油气中心处理站中的采出水处理站处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后用于复配压裂液和回注地下油层。2 号污水站处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中（含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L）的要求后仅用于复配压裂液		在建
		各站场加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 烟囱高空排放		在建
		油气集输采用密闭流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道。管道连接采用焊接方式并进行试压，管道与设备连接采用法兰连接并安装密封垫。加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发。拉油点储罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，均应保持密闭状态；装卸过程采用密闭罐车，罐车装卸过程中装卸软管完全浸没液位以下，防止产液装卸喷溅产生挥发性有机物污染，出料管口距离罐底应小于 200mm。同时在装卸过程中软管与储罐连接口采用密封胶圈进行密封		在建
	固废污染防治	危险废物	含油污泥、落地油等危险废物经收集后，拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理。	已建
			含油废防渗布、废润滑油及其包装桶等危险废物以及油气中心处理站产生的危险废物经收集后，暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	
			哈 19 返排液处理站产生的脱水泥饼拉运至有资质单位处理	已建
			污水站产生的污泥经压滤脱水后进入污泥装车间内有资质的罐车，拉运至有资质单位处理；废滤料、废活性炭属于危险废物，集中收集暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	在建
		一般工业固体废物	非含油废防渗布为一般工业固体废物，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。	已建
			污水站废包装袋统一收集，外售综合利用。	在建

类别	项目组成	建设内容		备注
		生活垃圾	生活垃圾统一收集送杜蒙县生活垃圾处理场和肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	已建
	噪声污染防治	选用低噪声设备，机泵等设备安装减振装置，注意对设备的维护和保养。		在建

3.2.1.1 油井及配套工程建设情况

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部为进一步试验性开发 1 号试验区，夯实油田高质量发展基础，从 2020 年开始在本项目现有区域陆续部署多个建设项目，场站和开发井建设情况见下表。此外为了解开采范围内油气储存情况，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部部署了多口勘探井。

表 3.2-3 本项目所在区域产能建设项目一览表

序号	项目名称	建设内容			建设现状
		场站	井场	管线	
1	松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程	1 号试验站	部署 10 口油井	集油管线 1.8km	正在重新报批
2	松辽盆地北部古页 1 试验区直井井组试验试采工程	哈 19 返排液处理站	部署油井 4 口	集油管道 8.05km、外输油管道 35.35km、中间加热站 1 座，外输气管道 9.57km，回注水管道 1.6km	已完成验收
3	2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目	/	部署油井 39 口	新建集输干线长度为 33.1km，单井管线 37.07km	正在建设
4	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	/	部署 13 口油井	新建单井集输管线长 4925m	正在建设
5	松辽盆地北部古龙凹陷古页 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目	/	部署油井 5 口	新建天然气集输干线长度 19.72km；1 条为单井管线长度为 2.7km	正在建设
6	大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目	1 号增压分输站、2 号增压分输站、3 号增压分输站、5 号增压分输站、油气中心处理站等	部署油井 205 口	新建集油、集气管道共计 431.82km，其中建设井场集油、集气管道 315.57km，增压分输站外输油气管道 101.95km，葡西联至葡西二外输管道复线 14.5km	正在建设
7	2025 年 Q9 油层产能项目	2 号污水站	部署油井 64 口	新建集输管线总长 154.9km，其中集输干线总长 55.72km，集油支线总长 21.7km，单井集油管道总长 30.6km，原水管道总长 46.88km。配套建设道路总	正在建设

序号	项目名称	建设内容			建设现状
		场站	井场	管线	
				长 35.65km	

3.2.1.2 供排水系统

现有工程运营期产生的含油污水、作业废水由罐车输送至哈 19 返排液处理站或大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理，处理后回注现役油气藏层位或用于配制压裂液，回注井依托原注水井。生产用水、钻井用水和员工生活用水主要通过罐车运输。

3.2.1.3 供电系统

本区块周边供电电源为 110kV 新站变，35/10kV 古三变电站，葡西变电站及腰新变电站，变电站建设现状详见下表。

表 3.2-4 已建变电站建设现状统计表

变电站名称	电压等级	主变容量 (kVA)	负荷 (kW)	负载率 (%)
古一变	35	1×4000	1650	43.4
龙一变	35	2×6300	5930	49.5
页二变	35	2×16000	16600	51.9
页十六变	35	2×12500	17639.2	74.3
古三变	35	2×4000	3701	48.7
页中变	35	4×16000	47300	77.8

3.2.1.4 道路现状

本次产能建设内容呈南北纵向排列于页岩油骨干路两侧，所在地类主要为低洼草地和耕地。107.7km 的道路是整个页岩油区块对外交通联络的唯一出路，但因其存在桥梁拥堵、道路等级低且破损严重、路线断头等多种问题，需针对不同问题进行相应的处理。其中的 30km 路段（庆西路西段和龙胡路）目前还能维持使用，但因等级较低，预计 2025 年进行升级改造；其余的 77.7km 绝大部分路段破损严重，并存在断头路等诸多问题。107.7km 路段中，14km 的庆西路西段建设标准为路面宽 10.5m 的

二级路（2025 年实施）；93.7km 路段建设标准为路面宽 6.5m 的四级路，这些路段包括龙胡路、龙英路、葡西 2 号路、新建段、利用地方砖路段。除 14.7km 利用地方路段路面结构为水泥路外，其余路段路面结构均为沥青砼结构。

3.2.1.5 现有环保工程建设情况

根据现场调查，区块内的现有已建环保工程建设情况见下表。

表 3.2-5 现有已建环保工程建设情况一览表

类别	类别	建设情况
废水处理工程	含油污水	1 号试验区三相分离产生的含油污水，由罐车拉运至哈 19 返排液处理站处理，处理达标后回注油层；
	作业废水	1 号试验区作业废水，由罐车拉运至哈 19 返排液处理站处理，处理达标后回注地层
	生活污水	生活污水拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理
废气治理工程	加热炉废气	1 号试验站等加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 烟囱高空排放
	无组织排放废气	原油及伴生气采用密闭管输，减少烃类排放
固废污染防治	工业固体废物	运营期作业产生的含油污泥、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，含油废防渗布拉运至第九采油厂危险废物贮存库暂存，后期委托大庆圣德雷特化工有限公司处置
		非含油废防渗布为一般工业固体废物，统一收集后集中处置
	生活垃圾	统一收集送杜尔伯特蒙古族自治县处理
噪声污染防治工程	噪声	选用低噪声设备，采取隔声、基础减振措施
风险防范措施	应急物资和培训	定期对员工进行风险防范相关培训；配备防渗布、铁锹、吸油毡等风险物资；安排巡检人员每天对井场进行巡检，并形成巡检记录；大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2024 年在大庆市生态环境局备案，备案编号为：230604-2024-12-H

3.2.2 区块内现有工程“三同时”工作完成情况

本项目区块内的现有工程环评批复及环保验收情况见下表。

表 3.2-6 区块内现有工程环评及验收情况表

序号	项目名称	批复文号	批复时间	验收进展
1	松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程	庆环审（2020）152 号	2020.9.29	正在重新报批
2	松辽盆地北部古页 1 试验区直井	庆环审（2021）	2021.12.8	2024.12 完成验收

序号	项目名称	批复文号	批复时间	验收进展
	井组试验试采工程	154 号		
3	2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目	庆环审（2024）34 号	2024.4.19	正在建设
4	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	庆环审（2024）53 号	2024.5.24	正在建设
5	松辽盆地北部古龙凹陷古页 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目	庆环审（2024）83 号	2024.7.30	正在建设
6	大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目	庆环审（2025）60 号	2025.6.10	正在建设
7	2025 年 Q9 油层产能项目	庆环审（2025）103 号	2025.9.30	正在建设

建设单位于 2025 年 9 月 12 日办理排污许可登记变更，登记编号：91230607716675409L021X，有效期为 2025 年 9 月 12 日至 2030 年 9 月 11 日。根据《排污许可申请与核发技术规范 总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范》等技术规范，登记管理类别的排污单位不需开展环境管理台账和执行报告等工作，建设单位现制定了年度监测计划，排污设施正常运行后修订监测计划。

建设单位大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部每年均制定有自行监测计划并按照计划进行了自行监测，主要对各站场加热炉废气、厂界噪声、无组织废气等进行了监测。大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2024 年在大庆市生态环境局备案，备案编号为：230604-2024-12-H。

3.2.3 现有工程污染物产排情况

（1）废气

1) 加热炉烟气

现有工程加热炉均使用天然气作为燃料，排放烟气中主要污染物为颗粒物、SO₂ 与 NO_x，经 8m 排气筒排放。

根据《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》中 2024 年 9 月对 1 号试验站加热炉烟气监测结果可知，加热炉各项污染物监测结果均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）

新建燃气锅炉排放限值要求。

2) 无组织排放烃类气体

根据《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》中 2024 年 9 月对区块内依托站场及井场场界的非甲烷总烃浓度的监测结果可知，非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求（ $\leq 4.0\text{mg/m}^3$ ）要求。

（2）废水

现有工程运营期产生的废水主要包括含油污水、井下作业废水、洗井废水、天然气处理站工艺废水、脱盐废水、油罐切水和清洗废水以及职工生活污水。

1) 含油污水和井下作业废水

油田含油污水主要来自采油作业，包括油层本身所含的边水、底水及注水开发中的注入水，含油污水量随油田开发时间的增加而不断增加。1 号试验区分离产生的含油污水和井下作业废水依托哈 19 返排液处理站进行处理，处理达标后回注现役油层。根据《松辽盆地北部古页 1 试验区直井井组试验试采工程环境保护验收调查报告》和《古龙页岩油 5 号试验井组试采工程竣工环境保护验收调查报告》中对哈 19 返排液处理站和大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理出水水质监测结果，均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的指标要求（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ）。

2) 作业废水

油井作业周期 1.5 年，油井作业会产生作业废水，此部分污水由罐车拉运至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理进行处理，不外排。

3) 生活污水

根据建设单位统计数据，现有工程生活污水产生源分散在各站场，站场均设防渗化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市

北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

(3) 噪声

现有工程的噪声源主要分为采油作业噪声源和站场噪声源两类。根据《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》中对站场及井场场界噪声监测结果可知，均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求。

(4) 固体废物

根据现有工程统计资料，1 号试验区内的固体废物主要有落地油、含油污泥、生活垃圾等，其处置情况见下表。

表 3.2-7 现有工程固体废物产生及处置情况

序号	产生环节	污染物种类	处置情况
1	修井作业	落地油	有资质单位处置
2	清罐	含油污泥	
3	原油脱水和采出水处理等	含油污泥	
4	采出水处理系统滤料更换	废滤料	
5	职工生活	生活垃圾	生活垃圾统一收集送大庆城控电力有限公司焚烧处理

3.2.4 现有工程生态影响回顾分析

(1) 区域影响调查

项目所在区域从 2021 年正式开展油气开发工作，建设内容主要为井场和站场，集输管线建设减少，从 2023 年开始逐渐加大集输管线的建设。截至目前，本项目所在区域开发时间较短，对区域生态系统破坏有限，且区域生态系统生物量较丰富，在采取有效防治生态破坏的基础上，对生态影响较小；区域优先保护单元生态系统功能未受影响。

根据现场调查，现有区块内未出现大面积土壤沙化，局部分布有碱斑块，通过采取相应的生态保护措施、生态恢复措施等，已实施工程未对周围生态环境造成较明显的影响。工程永久占地直接减少了农作物的产量，区块道路网络对区域原有生态系统的分割，在一定程度上破坏了

原有生态系统的连续性，但没有改变项目区域的生态系统结构与功能，区域的生态组分及生物多样性未受影响，区域生态格局变化不大，对区域生态系统环境的影响较小。

区域内生态环境主要为耕地、草地、林地、水域和盐碱地生态系统。建设单位在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。钻井施工结束后及时进行地貌恢复等生态恢复，区域内已有耕地恢复耕作，草地进行播撒草种恢复至原地表形态，通过一系列生态保护措施后，油田的开发对区域生态系统没有造成明显影响。

根据现场勘察，本项目区域内的管道等施工期的临时占地区域生态恢复情况较好，除部分盐碱地外，已长出植被，融入周围环境，无明显施工痕迹。建设单位已对井场和站场周围施工区域进行了土地平整和生态恢复，经过现场勘察，现有井场和站场周围主要为草地、耕地、盐碱地等，除部分盐碱地外植被恢复情况良好。

（2）土地保护措施落实情况

根据现场调查及建设单位提供资料，项目现有工程在施工开挖过程中均采取了分层开挖的方式作业，先剥离表土层（约 30cm），单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。管线、道路施工区域沿线平行设置表土堆存区。项目临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，并以最快的速度恢复土地原貌。同时通过控制通井路的宽度和井场永久占地面积，尽量减少了对黑土地的占用。

（3）防沙治沙措施落实情况

根据现场调查及建设单位提供资料，项目现有工程严格按照施工设计进行施工占地，尽量地未增加新的占地，将植被受影响面积减到了最小。项目施工区靠近风沙土区域一侧设置施工围挡或防风抑尘网，且严格控制施工作业范围，加强施工人员管理，严禁施工人员和机械对超出施工区域的植被、植物物种造成破坏。在农田周围施工时，尽可能地减少施工人员的活动、机械的碾压等对农作物的影响及对农田土质的影响，

避免了施工区域土壤沙化。

综上，通过采取相应的生态保护与恢复措施后，对生态环境的影响可以得到有效减缓，未改变当地的生态环境功能区。



图 3.2-1 现有工程生态恢复情况

3.2.5 现有工程主要环保问题及“以新带老”措施

根据现场踏勘，现有工程生产废水、生活污水、固体废物、加热炉烟气及噪声的处理措施基本落实，废气全部达标排放，废水全部综合利用不外排，站场厂界噪声达标排放，固废均得到合理处置，现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施分析如下：

3.2.5.1 存在的主要环保问题

（1）现有井场、处理站等进站道路均进行了地面硬化，区块内道路以管排路为主。由于本项目周围环境主要以乡村为主，施工期车辆通过

的村庄道路部分为土路，工程对现有区块内道路采取了洒水降尘等措施。根据现场调查，车辆产生的道路扬尘仍对周围环境空气和农作物造成一定影响。

（2）存在单井拉油

目前部分井场由于地处偏远，仍采用罐车拉油方式进行集输；采出水集输管线建设不够完善，部分井场采出水采用罐车拉运方式；未实现密闭集输。

（3）现有工程“松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程”中的 1 号试验站，现已建成投运。但因实际建设涉及重大变动，需重新报批环评文件。

3.2.5.2 现有环境问题整改及“以新带老”措施

针对以上现有工程存在的环境问题，本项目拟采取相应的整改措施，通过“以新带老”措施将现有环境问题进行处理。

（1）加强道路洒水频率，尽可能进行路面硬化；

（2）后续加大管线建设，逐步将现有拉油井整改为管线集输，减少单井拉油流程建设。

（3）现有工程“松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程”应尽快重新报批环评文件，取得环评批复后组织开展竣工环保验收等工作。

3.2.3 依托工程分析

3.2.3.1 能力核实

（1）1 号增压分输站

1 号试验站建于 2021 年 9 月，在页岩油 Q9 产能工程将 1 号试验站扩建为增压分输站（扩建伴生气增压站、扩建转油放水站）。扩建后转油放水站设计规模为 3200m³/d，采用四合一热化学脱水处理工艺，主要工艺流程为：站外来液经四合一处理装置进行油气分离、沉降、游离水脱除、加热，分离出低含水油增压外输至油气中心处理站。分离出的返

排液进压裂返排液缓存橇缓冲后外输至中心处理站采出水处理站。分离出的伴生气自压输至本站伴生气增压站增压外输至油气中心处理站集中进行天然气深度处理。

该站 2026 年共 22 口新建油井进入本站，其中本工程新井 17 口、古 24 井区 Q9 下段新井 5 口；共 12 口老井随本工程 1#调头分数干线调出至中心处理站（其中 8H1 扩大试验区老井 10 口、Q9 产能工程老井 2 口）。本次产能建设后，1 号增压分输站共管辖页岩油井 83 口。

1 号增压分输站站场能力核实见表 3.2-10。

表 3.2-10 1 号增压分输站主要设备能力

序号	设备名称	单位	数量	单台	总能力	负荷	负荷率 (%)	备注
1	Φ3×15m 四合一橇	台	3	处理 1600m ³ /d 加热 1.0MW	处理 3200m ³ /d 加热 2.0MW	2434.6m ³ /d 0.38MW	76.08% 18.81%	单台检修
2	外输泵橇 Q=20m ³ /h, H=250m	台	2	20m ³ /h	70m ³ /h	57.4 m ³ /h	81.99%	运 2 备 2
3	外输泵橇 Q=50m ³ /h, H=350m	台	2	50m ³ /h				
4	采出水泵 Q=120m ³ /h, H=40m	台	2	120m ³ /h	120m ³ /h	57.19m ³ /h	47.66%	运 1 备 1

经核实，已建设备满足需要，不需扩建。本工程新建来油阀组橇（4 套阀组）1 座，为本工程 2 口油井采取单管混输直接进站，相应在站内扩建 4 井式轮换阀组橇及两相计量分离橇各 1 座。

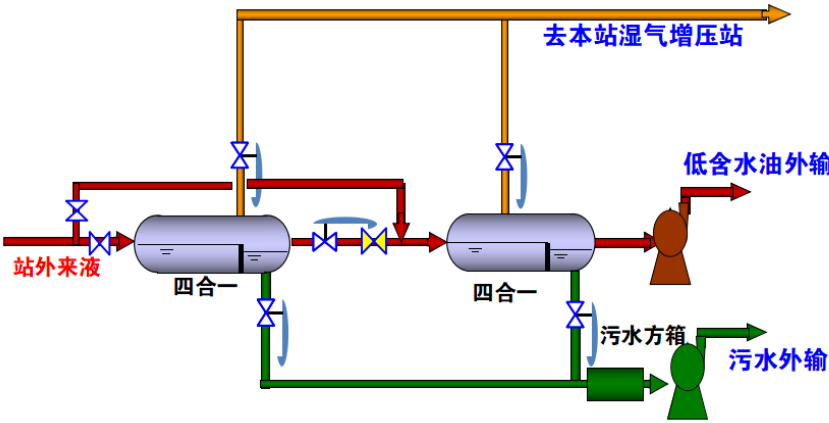


图 3.2-2 1 号增压分输站工艺流程图

(2) 油气中心处理站（脱水站）

油气中心处理站正在建设中，其中脱水采用“两级三相分离”热化学脱

水工艺，处理后的净化油经净化油缓冲罐缓存，进入原油稳定处理，稳后油外输至东部计量站与大庆石化公司交接，分离出的伴生气进入天然气处理系统，处理后的干气管上载至庆齐管道，分离出的压裂返排液在本站返排液处理站进行处理。

2026 年共 13 口新建油井进入该站，其中本工程新井 9 口、古 24 井区 Q9 下段新井 4 口；共 19 口老井随本次 1#调头分数干线调出至中心处理站（其中 8H1 扩大试验区老井 17 口、Q9 产能工程老井 2 口）。本次产能建设后，该站共计接收 46 口油井的站外来液，同时接收 4 座增压分输站来低含水油。油气中心处理站能力核实见表 3.2-11。

表 3.2-11 油气中心处理站站内主要设备能力表

序号	设备名称	单位	数量	单台能力	总能力	负荷	负荷率 (%)	备注
1	Φ4×18m 一级三相分离器橇	台	2	10500t/d	10500t/d	7197.75t/d	68.55%	运 1 备 1
2	Φ4×18m 二级三相分离器橇	台	4	4862t/d	14586	7357t/d	52.1%	运 3 备 1
3	供油泵 Q=150m³/h, H=80m~2 台, Q=200m³/h, H=80m~2 台	台	4	200m³/h	500 m³/h	246.1m³/h	49.2%	运 2 备 1
4	外输油泵 Q=155m³/h, H=420m	台	3	155m³/h	310m³/h	204.35m³/h	67.5%	运 2 备 1
5	外输压裂返排液泵 Q=80m³/h, H=40m	台	2	80m³/h	80m³/h	60m³/h	90.38%	运 1 备 1
6	10000m³ 事故罐	座	2					
7	20000m³ 储油罐	座	2					

经核实，新增产能后，油气中心处理站脱水站能力满足需求，不需要扩建。

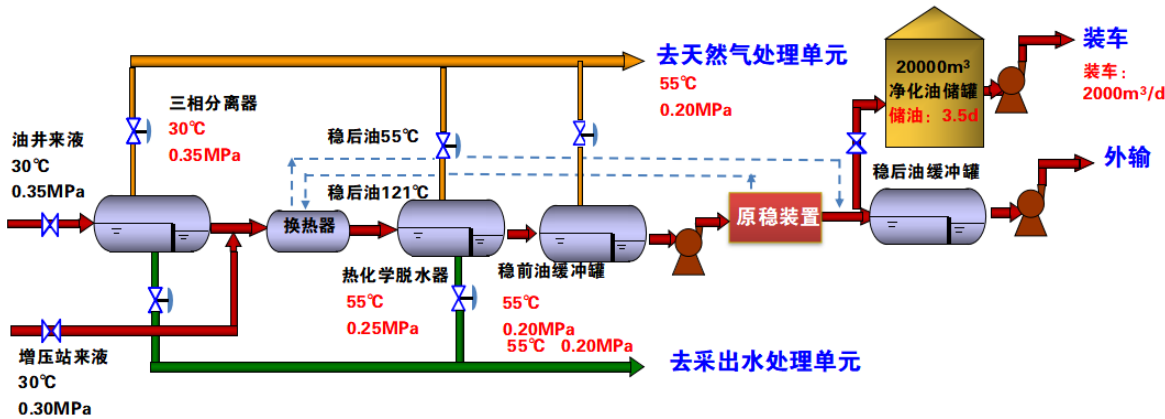


图 3.2-3 油气中心处理脱水站工艺流程图

(3) 黑龙江迈景环保科技有限公司

本项目运行期产生的落地油和含油污泥（HW08）等由黑龙江迈景环保科技有限公司处理。

黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站（原大庆市云泰石化产品有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站）位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧 3km 处，建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量 27 万 t/a，处理的危险废物类别是 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码有：071-001-08、071-002-08、072-001-08。主要设备有油水分离器、多级分离装置、深度脱附装置等，采用“预处理+深度脱附”工艺分别处理油田钻井油基钻屑以及含油污泥。产生的废水用罐车运至龙一联污水处理站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）要求后回注不外排。经无害化处理站处理产生的脱油泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）指标后，用作垫井场和通井路。该站工艺流程见图 3.2-4。

根据黑龙江迈景环保科技有限公司提供的生产运行情况，该站目前处理量 90000t/a，运行负荷为 33.3%，运行情况良好。本项目运行期产生含油污泥及落地油 4.9t/a，该站运行负荷为 44.1%，处理能力满足本项目需要。

该站建设有 1 座 9600m³ 泥浆池、1 座 7200m³ 泥浆池、1 座 9600m³ 含油污泥池、1 座 7200m³ 含油污泥池，可以满足本项目含油污泥及落地油等临时贮存需要。

(4) 第九采油厂危险废物贮存库

本项目运行期产生的废含油防渗布在第九采油厂危险废物贮存库进行储存，统一交由有危废处理资质的单位处理。第九采油厂危险废物贮存库于 2020 年 10 月份建成，位于杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡境内，总占地面积 9800m²，新建危险废物规范化存储库房 2 座，库房一与库房二占地面积均为 299.58m²。库房一主要用于含油擦布、含油滤料、含油废防渗布、废机油空桶、废原油、废润滑油、过期药品等危险废物贮存。库房二主要用于废化学试剂、含铬废液、废细菌瓶、废机油、废电瓶等危险废物贮存。根据现场调查情况，第九采油厂危险废物贮存库目前正常运行。该库房最大储存量为 4.73t，目前存储量为 1.1t，转运周期根据储存量调整，最长储存期不超过 1 年，定期委托有资质单位拉运处理。本项目运行期产生的废含油防渗布 0.35t/a，送至该库进行暂存，根据储存量委托资质单位处理，可满足本项目需要。

(5) 天然气分公司工业固废填埋场处理

本工程施工期产生的施工废料等属于一般工业固体废物，依托天然气分公司工业固废填埋场处理，填埋场位于大庆市红岗区兴隆村东南、西干线西侧 1.31km 处，占地 1.8hm²。

天然气分公司工业固废填埋场总容量为 11624m³，目前实际容纳约 5300m³，剩余能力为 6324m³，本项目施工期产生的施工废料约为 1.4t，天然气分公司工业固废填埋场剩余处理能力满足本项目需求。

3.2.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-12。

表 3.2-12 依托工程环境影响评价及竣工验收情况一览表

本项目依托设施	项目名称	环评批复	验收情况
黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站	废弃泥浆无害化处理油基泥浆站项目	庆环审〔2020〕21 号	2022 年 11 月完成企业自主验收
	废弃泥浆无害化处理油基泥浆站改扩建项目	庆环审〔2023〕125 号	已建成，正在验收
	废弃泥浆无害化处理油基泥浆站二次改扩建项目	庆环审〔2024〕102 号	已建成，正在验收

本项目依托设施	项目名称	环评批复	验收情况
第九采油厂危险废物贮存库	采油九厂危险废物规范化存储工程建设项目	杜环建字(2019)30号	2022年1月完成企业自主验收
天然气分公司工业固废填埋场	天然气分公司工业固废填埋场工程	庆环建字(2012)192号	2020年1月完成企业自主验收

3.3 建设项目工程分析

3.3.1 主要建设内容

3.3.1.1 油气集输工程

(1) 油井

本次产能共基建油井 26 口，共形成丛式井平台井井场 8 座、独立油井井场 8 座。其中 2 井式 6 座，3 井式 2 座；独立井井场 8 座，其中古 1-3# 平台井场设为中心井场，古页 2202H-Q9 老井井场设为中心井场，其中每座平台井场设两相计量分离撬 1 座，每座中心井场设两相计量分离撬 1 座、三相分离撬 1 座。采用单管串接油气混输工艺和单管集油、井场预分离工艺。油井分布在 1 号增压分输站四周和油气中心处理站西侧管辖范围。本次基建的 26 口油井充分依托 1 号增压分输站和油气中心处理站进行油气分离、转油放水、伴生气增压，外输低含水油及伴生气至油气中心处理站集中处理。

集油工艺流程见图 3.3-1 和图 3.3-2。井场工艺流程见图 3.3-3 和图 3.3-4。

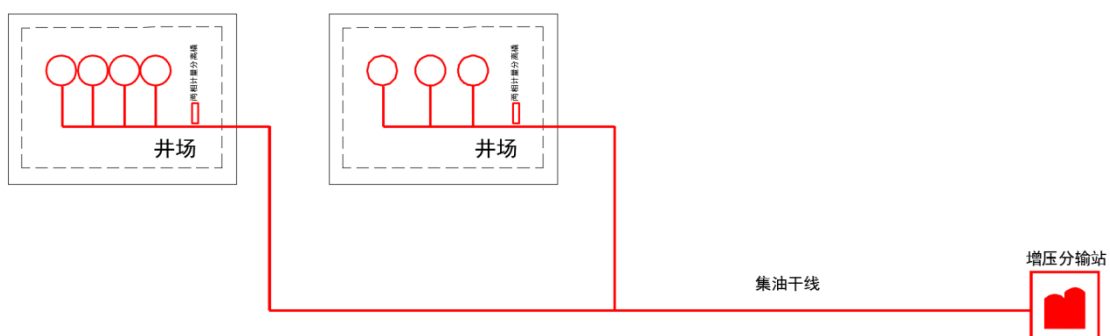


图 3.3-1 “单管串接油气混输”集油工艺流程

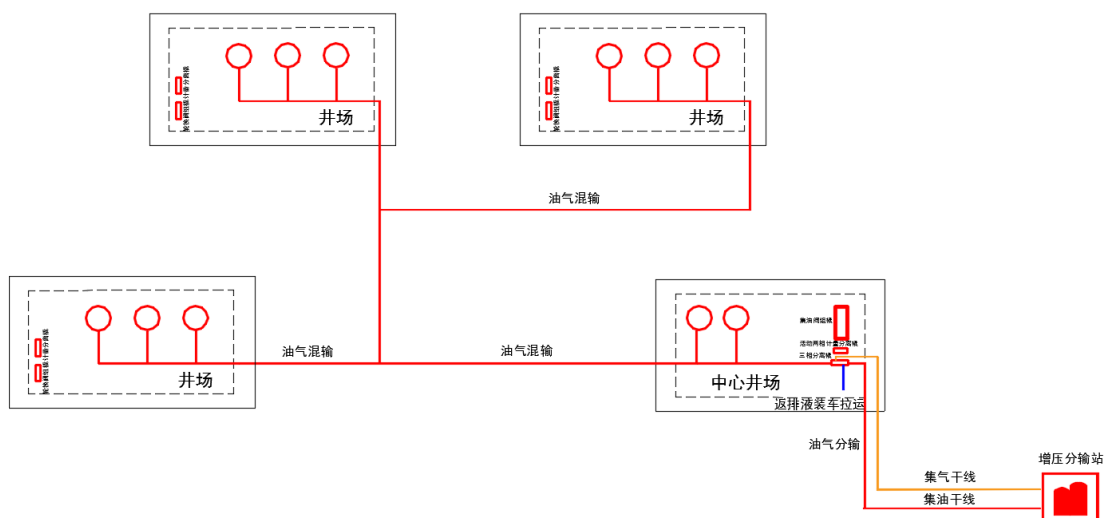


图 3.3-2 “单管集油、井场预分离”集油工艺流程

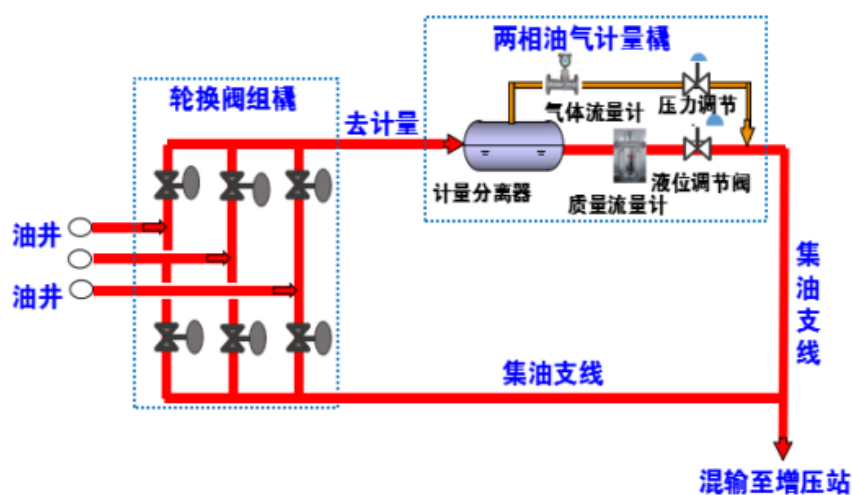


图 3.3-3 平台井场（非中心井场）工艺流程图

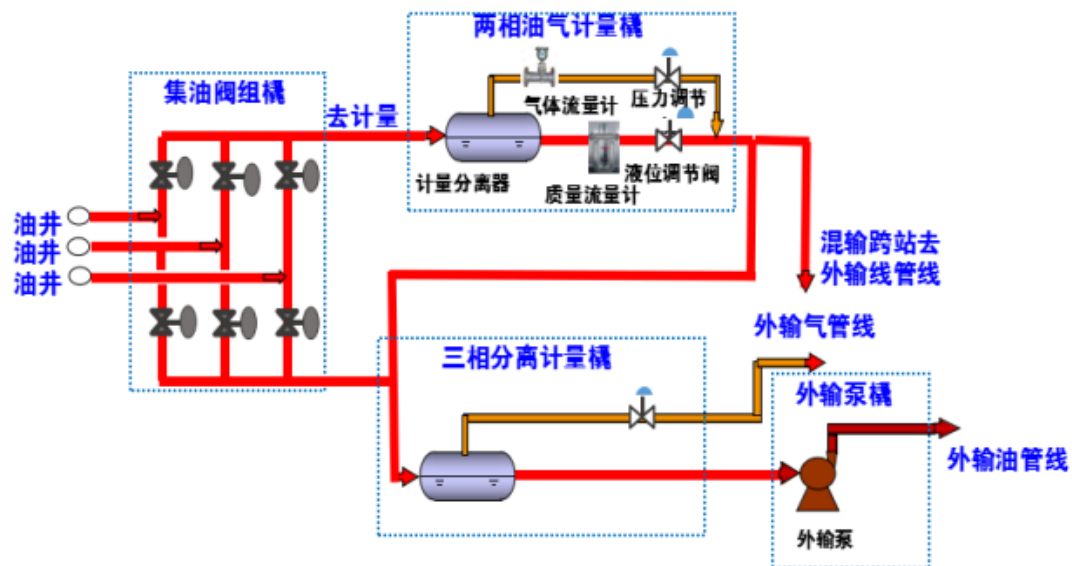


图 3.3-4 中心井场工艺流程图

（2）站外油气管道

建集油管道 48.35km，其中新建材质为无缝钢管的单井集油管道 DN6-1.3km，新建材质为无缝钢管的集油支线 DN100-17.42km，新建集油支线 30.94km（材质为无缝钢管的 DN150-6.32km，DN100-14.21km，DN80-4.26km，DN65-4.04km，材质为高密度聚乙烯加热管 DN80-2.11km），集油管道压力均为 2.5MPa。新建材质为无缝钢管的集气管道 11.78km，其中 DN250-3.2km，DN150-8.58km，压力均为 1.6MPa

（3）1 号增压分输站

新建来油阀组橇（4 套阀组）1 座，为本工程 2 口油井采取单管混输直接进站，相应在站内扩建 4 井式轮换阀组橇及两相计量分离橇各 1 座。

油气集输工程主要工程量见表 3.3-6 和表 3.3-7，原油集输系统平面布置图见图 3.3-5，天然气系统平面布置见图 3.3-6。

表 3.3-6 原油集输工程主要工程量汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量
一	新建油井	口	26
二	集油管道	km	48.35
1	集油支线	km	
1.1	集油管道 DN150 -深埋管顶 2.0m	km	3.03
1.2	集油管道 DN100 -深埋管顶 2.0m	km	12.37
1.3	集油管道 DN80 -深埋管顶 2.0m	km	3.42
1.4	集油管道 DN65 -深埋管顶 2.0m	km	2.76
1.5	集油管道 DN150	km	3.29
1.6	集油管道 DN100	km	1.84
1.7	集油管道 DN80	km	0.84
1.8	集油管道 DN65	km	1.28
1.9	高密度聚乙烯电加热管 DN80	km	2.11
2	集油干线	km	
1.2	集油管道 DN100	km	17.42
3	单井集油管道 DN65	km	1.3
三	井场配套设施		
1	井口及干线电加热器	台	29
2	三相分离橇 Φ2.6×7.8-2.5	座	2

序号	主要工程内容	单位	数量
3	破乳剂加药橇	座	2
4	4 井式选井阀组橇	台	10
5	两相分离计量橇 $\Phi 1.0 \times 4.3-2.5$	座	10
四	1 号增压分输站扩建工程		
1	新建来油阀组橇（4 套阀组）	座	1
2	4 井式选井阀组橇	台	1
3	两相分离计量橇 $\Phi 1.0 \times 4.3-2.5$	座	1

表 3.3-7 天然气集输工程主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
一	古页 2202H-Q9-已建 3-1#（中心井场）集气管道		
1	20#无缝钢管 $\Phi 168 \times 5$ 1.6MPa	km	3.27
2	绝缘接头 DN150 PN16	个	2
3	收、发球装置 DN250/DN150PN16	套	1
4	甲醇加药装置	套	1
二	古 1-3#（中心井场）-已建 1-1#（中心井场）集气管道		
1	20#无缝钢管 $\Phi 168 \times 5$ 1.6MPa	km	5.31
2	绝缘接头 DN150 PN16	个	2
3	收、发球装置 DN250/DN150PN16	套	1
三	3-1#中心井场-1#增压分输站集气管道复线		
1	20#无缝钢管 $\Phi 273.1 \times 6.4$ 1.6MPa	km	3.2
2	绝缘接头 DN250 PN16	个	2
3	收、发球装置 DN350/DN250PN16	套	1
4	甲醇加药装置	套	1

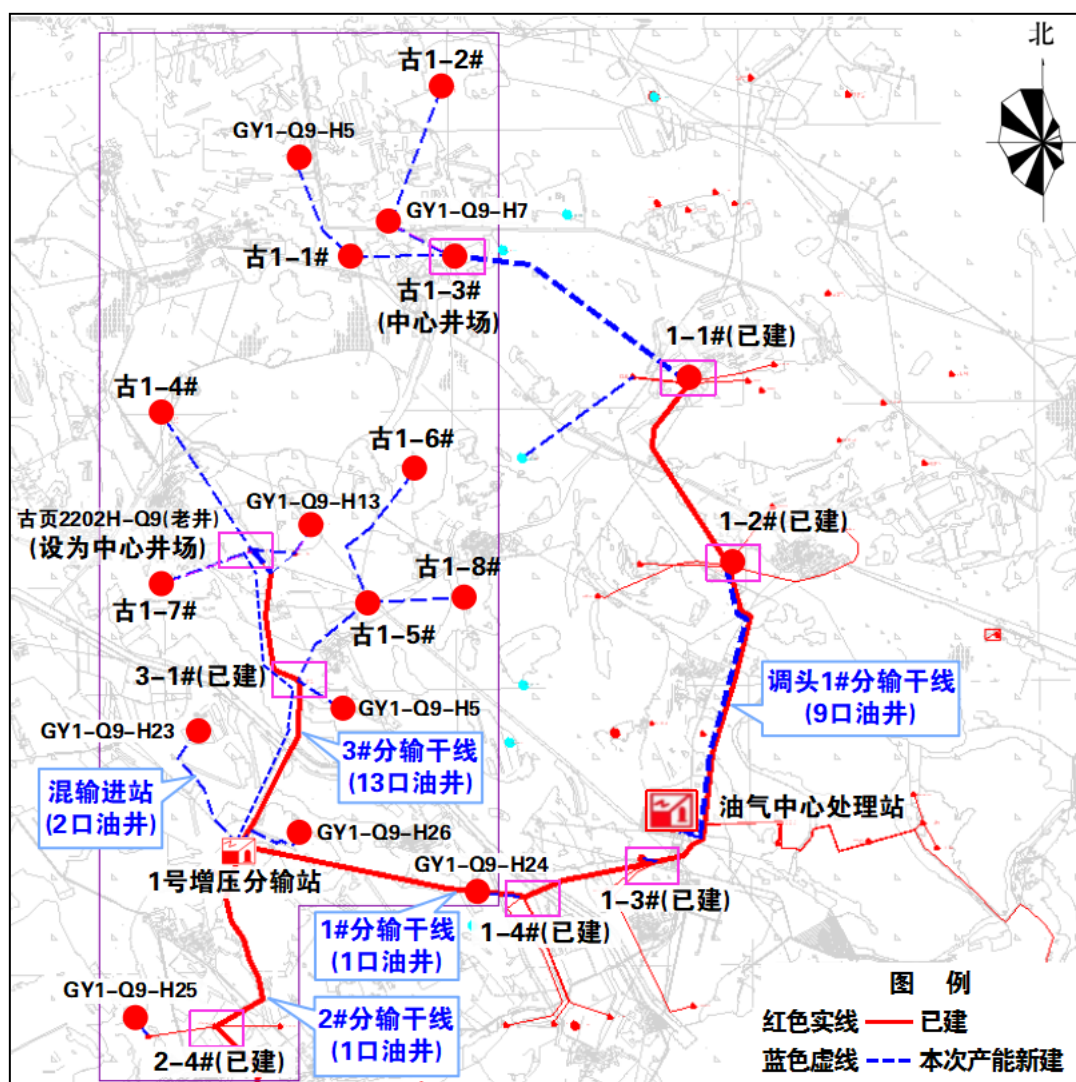


图 3.3-5 原油集输系统平面布置图

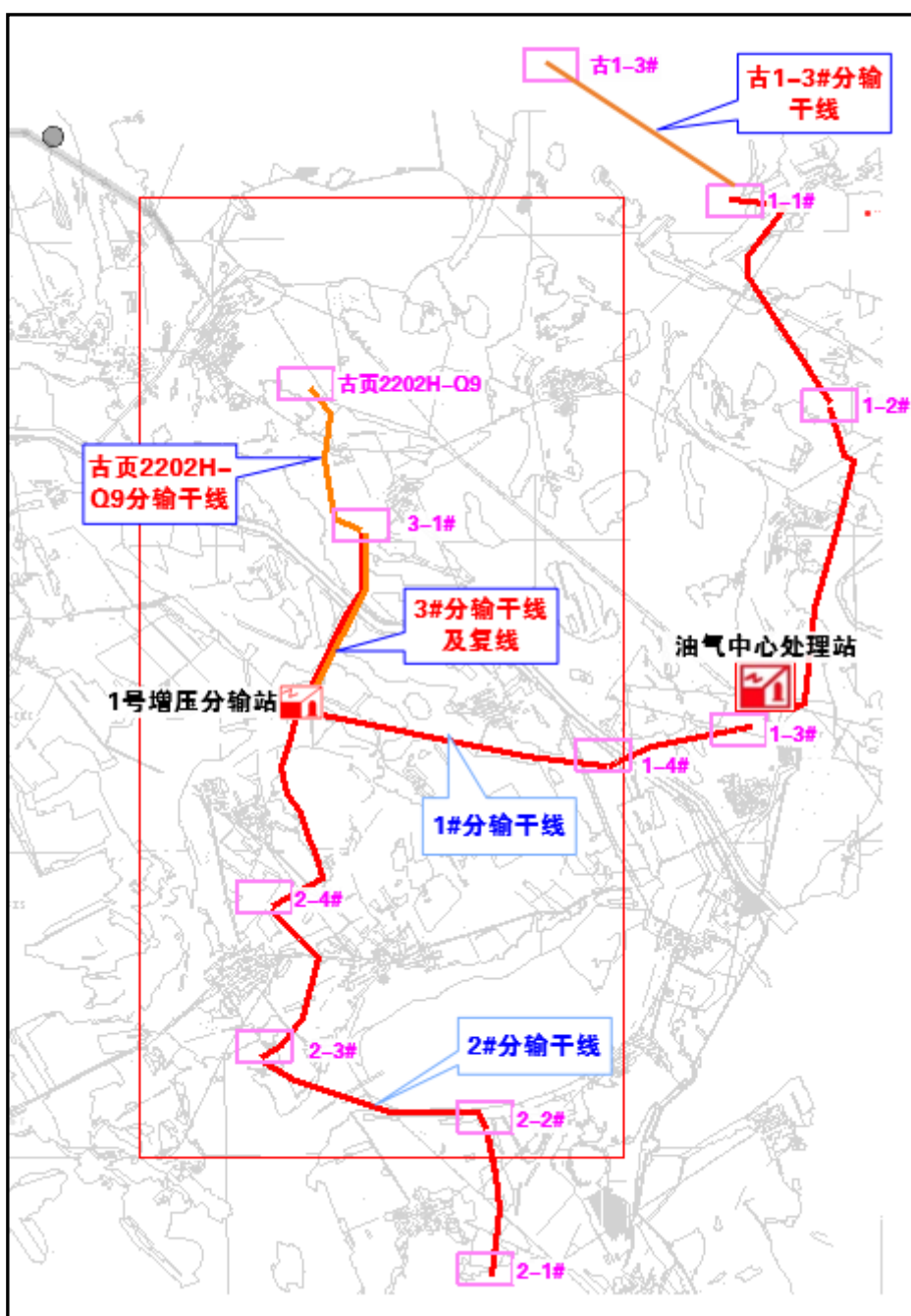


图 3.3-6 天然气集输系统平面布置图

3.3.1.2 废水处理工程

(1) 采出水处理站

本次产能开发 26 口油井，采出水在 1 号增压分输站和中心处理站分离出后管输至中心采出水站处理。中心采出水处理站设计能力 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，最高负荷率 83.4%，能够满足新增产能需求。

(2) 生化站

2025 年 4 月，根据采油工程研究院提供的《古龙页岩油“返排液复配胍胶+清水配滑溜水”工艺复配回用水质标准参数》（见附件 1），返排液复配回用水质标准参数中要求 COD（化学需氧量）小于 300mg/L，正在建设的 2 座采出水处理站，采用“气浮+过滤”物化处理工艺，出水含油量和悬浮固体含量能够满足“双 20”指标要求，但由于物化法无法有效去除 COD，出水满足不了 COD 小于 300mg/L 指标要求，需扩建生化处理站。

本工程在油气中心处理站装车场建设生化站，设计规模 10000m³/d。平面布置见图 3.3-7。

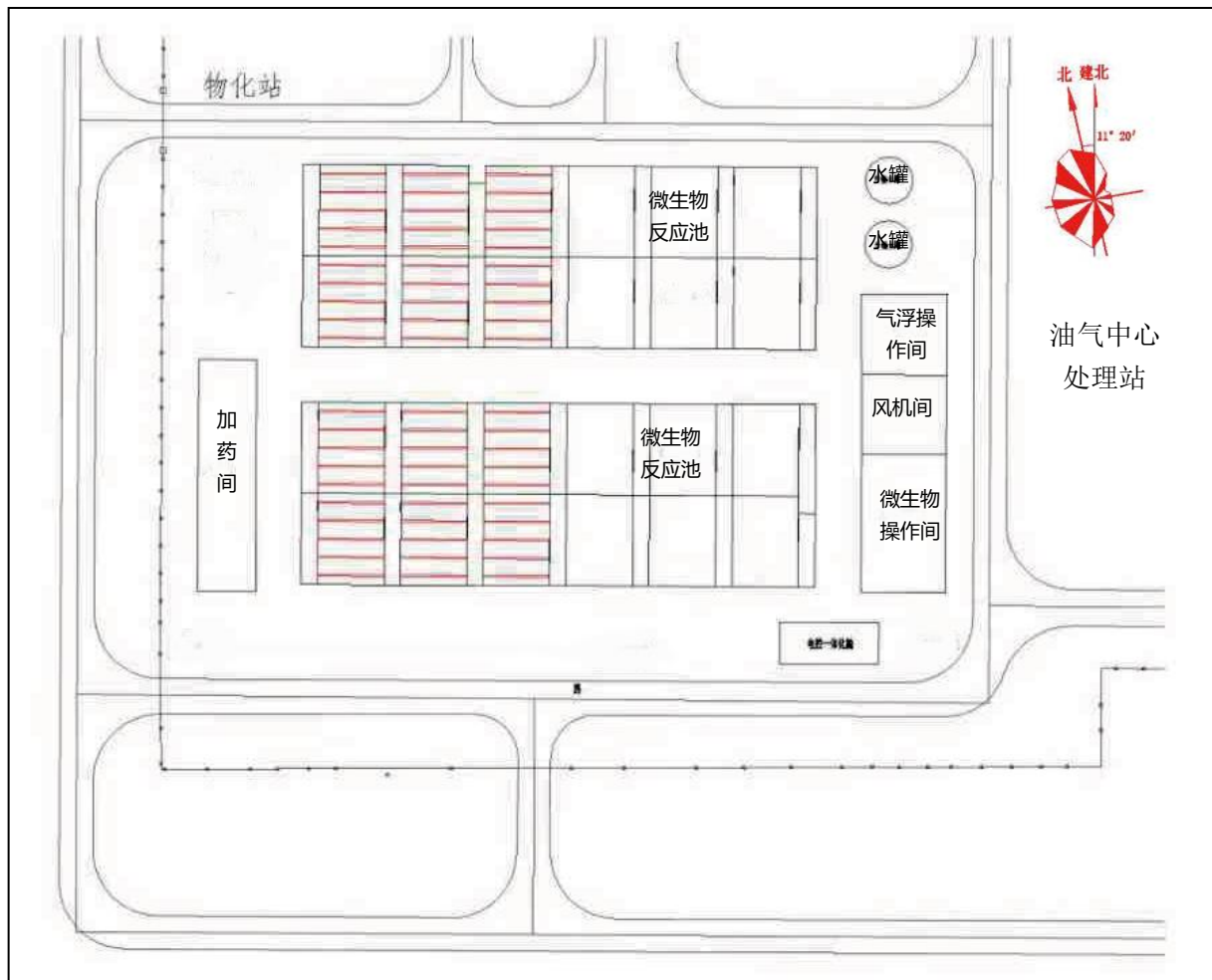


图 3.3-7 生化站平面布置示意图

1) 处理指标

①处理前指标

含油量 $\leq 20\text{mg/L}$

悬浮固体 $\leq 20\text{mg/L}$

COD（化学需氧量） $\leq 3000\text{mg/L}$

②处理后指标

COD（化学需氧量） $\leq 300\text{mg/L}$

2) 生化处理工艺

页岩油压裂返排液“气浮+过滤”物化站外输水增压至生化站，来水直接进入复合微生物反应池，复合微生物反应池主要由“厌氧微生物、兼性厌氧微生物和好氧微生物”组成，对采出水有机污染物多级梯度生物降解并同步实现脱氮除磷。复合微生物反应池出水经泵提升至旋流气浮装置，进一步净化采出水同时将新陈代谢脱落的生物菌膜去除，同时投加絮凝剂进一步去除 COD。旋流气浮装置出水自流进入外输水罐，外输水罐出水经泵增压外输回用。

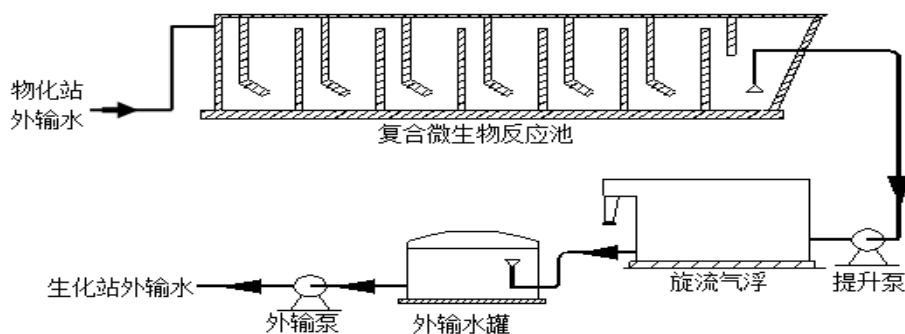


图 3.3-8 生化处理工艺流程示意图

辅助配套工艺:

复合微生物反应池排油经排油泵抽吸增压进入“气浮+过滤”物化站的收油罐或回收水池。

复合微生物反应池排泥经排泥泵抽吸增压进入“气浮+过滤”物化站储泥池。

旋流气浮装置收油自流进入收油箱，收油箱出水经泵提升进入“气浮+

过滤”物化站的收油罐。

旋流气浮装置排泥自流进入“气浮+过滤”物化站的储泥池。

3) 设计参数

复合微生物反应池：水力停留时间 24h；其中厌氧段水力停留时间 12h，兼性厌氧段水力停留时间 4h，好氧段水力停留时间 8h。

旋流气浮装置：水力停留时间 15min，气液比 10%。

4) 建设 200m³ 污水储罐 2 座，采用碳钢材质。

表 3.3-8 生化站主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	复合微生物反应池 77.1m×39.6×5.8m	座	1	钢混
(1)	挂膜悬浮填料 25m×25m×25m	m ³	2646	
(2)	挂膜组合填料, Φ150mm×2.4m	根	34060	
(3)	防堵曝气释放器 Q=40m ³ /h	个	192	
(4)	排油及伴热系统	吨	145	
(5)	排泥、进出水及回流管系统	吨	135	
(6)	曝气系统	吨	40	
(7)	上、下隔板及出水堰系统	吨	395	
(8)	土建工程量	项	1	
2	旋流气浮装置 Q=210m ³ /h	套	2	
	单套工程量			
(1)	气液旋流混合柱	个	6	
(2)	多级高压立式离心泵 Q=105m ³ /h	台	3	2 用 1 备
(3)	挂渣机 P=2KW	套	1	
(4)	空压机 Q=1.6m ³ /min P=15KW	台	1	
(5)	PLC 配电控制柜			
3	污油回收箱 12.0 m×3.5m×2.5m	座	1	
4	外输水罐 Φ8.6m×4.5m	座	2	
5	外输水泵 Q=105m ³ /h H=50m P=30KW	台	3	2 用 1 备
6	旋流气浮排油泵（螺杆泵） Q=60m ³ /h	台	1	
7	微生物排油泵（螺杆泵） Q=140m ³ /h	台	3	2 用 1 备
8	微生物排泥泵（螺杆泵） Q=140m ³ /h	台	2	1 用 1 备
9	回流泵 Q=240m ³ /h H=30m P=30KW	台	4	2 用 2 备
10	离心式鼓风机 Q=95.2m ³ /min	台	3	2 用 1 备
11	复合微生物反应池加药装置 V=12m ³	台	3	
12	微生物操作间 30m×10.5m×4.5m	间	1	
13	加药间 24m×10.5m×4.5m	间	1	
14	风机及药剂露天堆放场 42m×10.5m×6.0m	区	1	
15	旋流气浮操作间 16 m×18.3m×6.9m	间	1	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
16	加药装置	套	2	

(3) 复配接转站

为保证净化水能够及时回用，在 1 号站建设净化水复配接转站 1 座，设 2 万方密闭储水罐 1 座，网壳顶拱顶罐，直径 40.64m 高 18.44m；配套建设撬装外输泵站，设 3 台增压泵（ $Q=210\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=80\text{m}$ ， $P=75\text{KW}$ ），在线运行 2 台，冷备用 1 台。2 万方密闭储水罐做为缓冲罐，缓冲时间 48h，2 万方水量满足一个压裂车组 4 天净化水回用量。配套建设复配回用管线采用 $\phi 426\times 7\sim 11\text{km}$ 。平面布置见图 3.3-9。

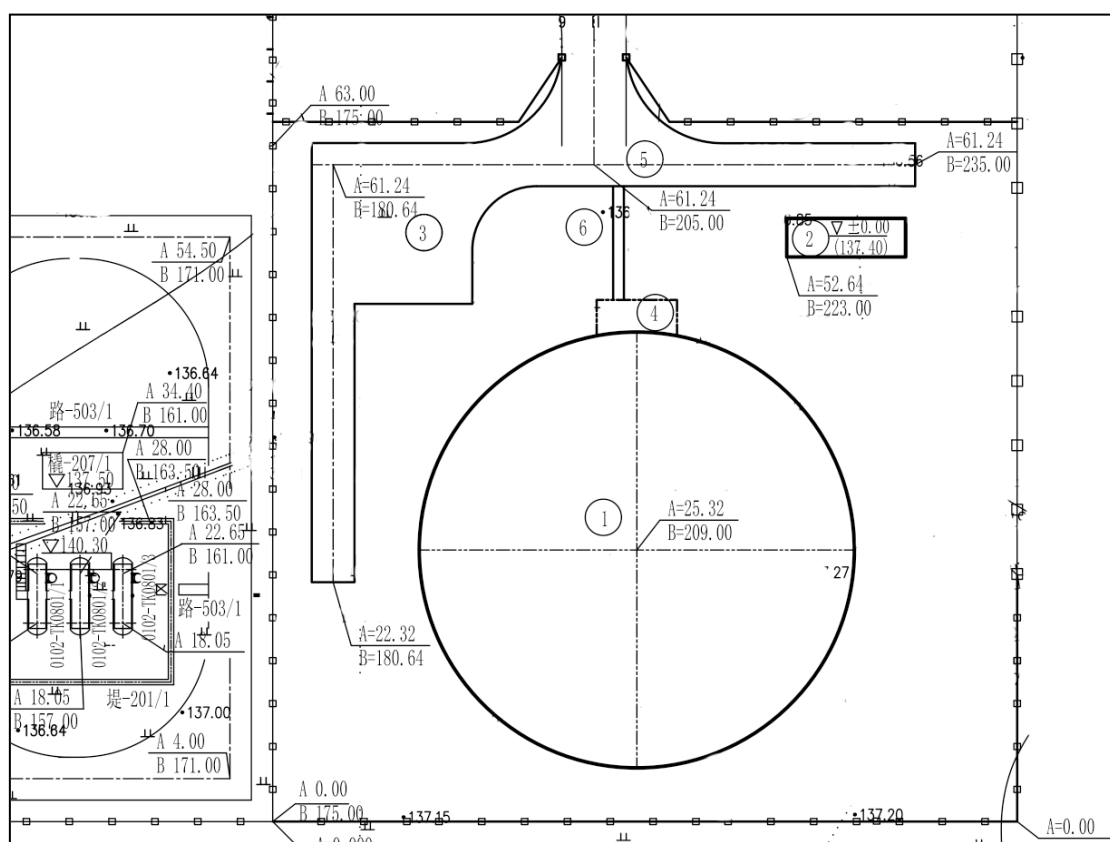


图 3.3-9 复配接转站平面布置示意图

3.3.1.3 供配电工程

(1) 井场变配电

每座单井或每座平台井配置 10kV 井场变电站，共为采出井和阀组间配置 63kVA~500kVA 柱上变电站 23 座。配套新建低压配电电缆 10.1km，新

建井口动力配电柜 18 面，新建动力配电箱 16 面。井场变压器电源由新建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 干线 14.2km，采用 LGJ-240 型导线；新建 10kV 支线 22.7km，采用 LGJ-120 型导线。在新建干线与支线处新建智能断路器。

（2）站场变配电

1）生化站

新建橇装电控一体化集成装置 1 座（内附 630kVA 变压器 2 座）。站内新建照明配电箱 1 面，新建低压电力电缆 3.6km，新建控制电缆 0.3km。新建架空线路 2km，高压电缆 0.2km。电源引自页中变已建电力线路。

2）复配接转站

新建橇装电控一体化集成装置 1 座（内附 200kVA 变压器 2 座、低压配电柜 6 面、自控柜 1 面、通信柜 1 面）。站外新建 10km 架空线路 3km，站内新建照明配电箱 3 面，电力电缆 2.4km，控制电缆 0.3km。

供配电主要工程量见表 3.3-9。

表 3.3-9 供配电主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
一	井场配电		
1	新建 10kV 变电站	座	23
2	新建 10kV 线路	km	36.9
3	新建 10kV 线路无功补偿装置	套	8
4	井口动力配电柜	面	18
5	新建低压电力电缆	km	10.1
二	净化水复配接转站		
1	新建橇装电控一体化集成装置	座	1
2	新建 10kV 线路	km	3
3	新建低压电力电缆	km	2.4
三	新建生化站		
1	新建橇装电控一体化集成装置	座	1
2	新建 10kV 线路	km	2
3	新建低压电力电缆	km	3.6
四	通信及自控专业配电		
1	低压电缆 YJLV22-0.6/1 3×4	km	1.2
2	UPS 电源 6kVA AC（后备时间 1h）	套	3

3.3.1.4 道路工程

通井路主要依托老井土路、乡村水泥路和井排路等。为确保区域内油井的通车要求，共有 4 座平台挂接在乡村水泥路上，共有 7 座平台和独立井挂接在九厂水泥井排路上，共有 3 座平台挂在风机土路和当地土路上，2 口独立井挂接于已建页岩油井的土路上。共为该区块建设 4m 宽土路 5.98km 和进井通道 12.17km。

道路工程主要工程量见表 3.3-11。

表 3.3-11 道路工程量汇总表

道路名称	长度 (km)	路面结构	宽度 (m)	
			路基	路面
进井通道	12.17	土路	3.5	--
通井土路	5.98	土路	4.0	--

3.3.1.5 防腐工程

集油管道外防腐采用聚乙烯胶带防护，硬质聚氨酯泡沫夹克保温；集气干线管道外防腐采用 3PE；对中心处理站所属到平台单井管道采用强制电流阴极保护方案。1 号增压分输站单井、平台管道采用牺牲阳极保护。

3.3.1.6 数字化建设

(1) 井场

在设有轮换计量阀组橇及两相油气计量橇的平台井场，及设有轮换计量阀组橇、两相油气计量橇、三相分离橇的中心井场，非防爆区设置控制系统 1 套。控制系统采用 RTU 控制器+触摸屏结构形式，采集各单元模块内检测仪表信号，控制各单元模块内电动阀，从而实现橇内的工艺参数控制、联锁功能。井口及平台井场测控数据在所属的 1 号增压分输站或中心处理站进行监控（利旧已建终端，本工程不新增），对站内已建服务器人机界面应用软件进行调整。同时，数据上传到油气中心处理站作业区生产管理中心进行统一监视，对作业区人机界面监控系统软件调整、生产管理子系统二次开发。

（2）复配接转站

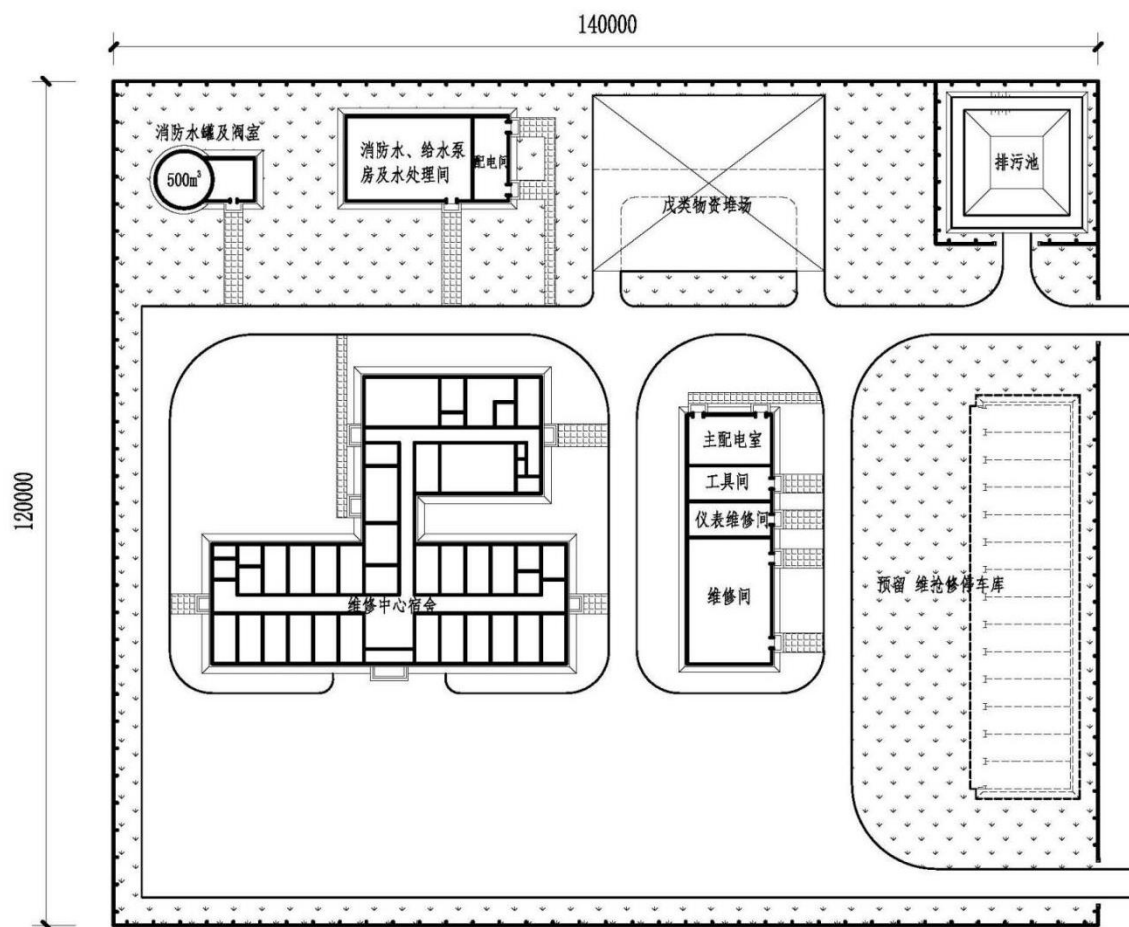
在新建配电间内设置 RTU 控制系统 1 套，完成现场仪表参数的采集与联锁控制。

（3）生化站

生化站采用无人值守控制方式，新建 PLC 控制系统设置在新建的电控一体化橇内，完成生化站各工艺单元工艺参数的数据采集、控制、联锁保护等任务，通过通信光缆 RJ45 接口 MODBUS TCP/IP 协议将数据上传至所属站场中心控制室实现在所属站场中心控制室完成对生化站的生产过程工艺参数的采集、显示、记录和控制功能。新建触摸屏，方便巡检人员巡检及现场操作。

3.3.1.7 综合维修中心

本项目利用第九采油厂葡西采油作业区采油四队旧址建设综合维修中心，主要新建维修间 1 座，维修中心宿舍 1 座，及其他配套辅助设施，新建维修间 1 座及维修中心宿舍 1 座位于场地中部，北侧围墙配套建设辅助设备用房 2 座、戊类材料堆场（33m×25m）1 处及排污池 1 座；围墙东侧预留维抢修车库用地位置；并考虑古龙页岩油开发的不断深入，前线综合维修中心有扩建的需求，本次能源依托均做出一定预留储备。主要工程量见表 3.3-9，平面布置见图 3.3-10。



总平面布置图

3.3-10 综合维修中心平面布置见图

表 3.3-9 主要工程量表

序号	工程名称	单位	数量	备注
建筑专业				
1	维修中心宿舍	m ²	1420.50	1 座
2	维修间	m ²	458.96	1 座
3	消防水罐及阀室	m ²	46.77	1 座
4	消防水、给水泵房及水处理间	m ²	304.46	1 座
5	混凝土柱钢板网围墙	m	567	
6	6.2m 宽铁艺围墙大门（带小门）	座	3	
7	暗敷膜排污池 15m×15m×3m	座	1	(地上 0.5m 地下 2.5m)
8	戊类材料堆场 33m×25m	座	1	
给排水专业				
1	维修中心宿舍(80 人)内给水、热水、排水、消防栓系统	座	1	

序号	工程名称	单位	数量	备注
2	消防水罐（直径 8.1m 高度 9.6m）	套	1	500m3（有效容积 360m3）
3	消防泵	套	2	Q=50L/s, H=50m, P=45kw
4	稳压装置	km	1	Q=1.5L/s, H=45m, P=5kw
5	一体化给水处理装置	座	1	
6	地埋式一体化生活污水处理装置	座	1	
7	消防用水水源井	套	1	Q=40m3/h, H=120m, P=22kw
电力专业				
1	新建 10kV 线路 LGJ-50	km	6.0	
2	新建干式变电站 315kVA	座	2	
3	低压配电屏	面	10	
4	UPS 不间断电源 6kVA	套	1	
5	各类电力电缆	km	4.2	
通信专业				
(一)	安防系统			
1	室内半球摄像机（支持 poe 供电）	套	5	含支架
	支持 802.3af 标准供电协议，支持 IPv4、IPv6			
2	机架式二层工业以太网交换机	套	1	
	(16 百兆电)支持全部 POE 供电			
3	智能网络硬盘录像机 NVR 8 路 1080P 接入	套	1	
	8 盘位, 支持智能分析人形侦测功能,			
	支持双网段			
4	8TB 硬盘（硬盘录像机配套）	块	1	
5	网络跳线 UTP Cat.5e L=2m	条	2	
6	通信机柜 600×600×2100mm	架	1	
	含 PDU 电源 6 位、托盘			
7	PC 终端（含 24 寸液晶显示器、键盘及鼠标等）	台	1	
8	超 5 类非屏蔽双绞线 UTP Cat.5e	m	480	
(二)	生活网系统			
1	通信机柜 600×600×2100mm	架	1	
	含 PDU 电源 6 位、托盘			
道路专业				
(一)	站内			
1	新建水泥砼场地	m2	2298	

序号	工程名称	单位	数量	备注
2	新建水泥砼道路（4m 宽路面）	m	370	
(二)	站外			
1	新建水泥砼道路（4m 宽路面）	m	180	四级公路

3.3.2 场地布置及土地利用

3.3.2.1 场地布置

本工程基建油井 16 口，井场平面布置见图 3.3-11~3.3-13。生化站、复配接转站和综合维修中心平面布置见图 3.3-7、图 3.3-9、图 3.3-10。

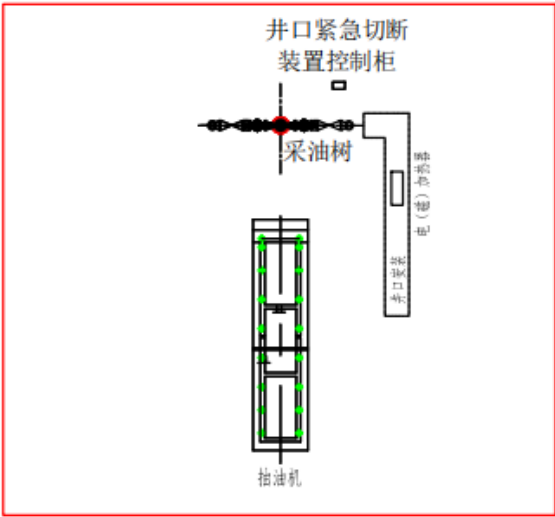


图 3.3-11 独立井场平面布置图

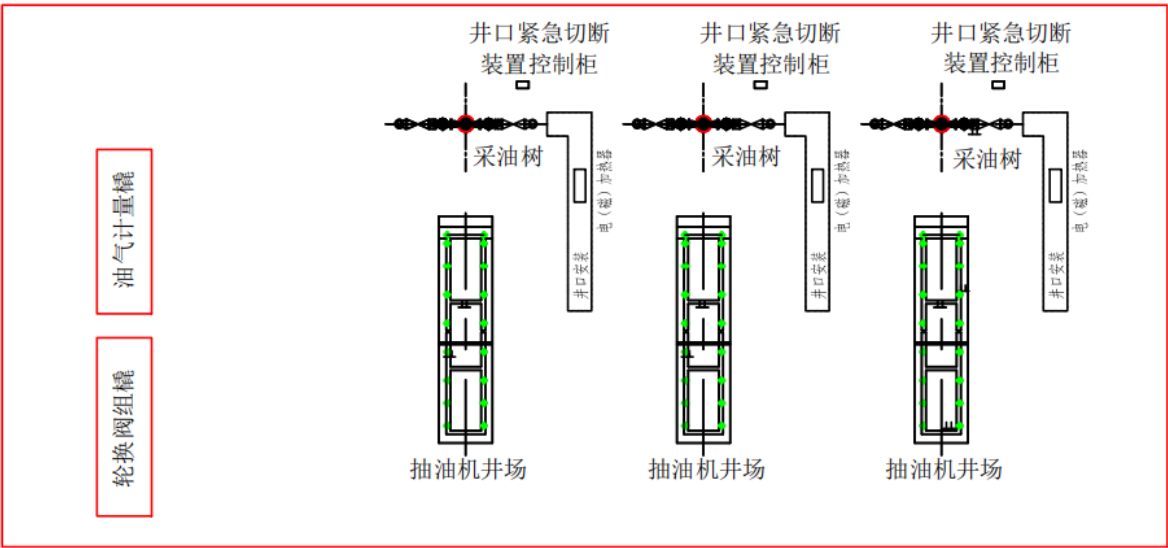


图 3.3-12 丛式井井场平面布置图

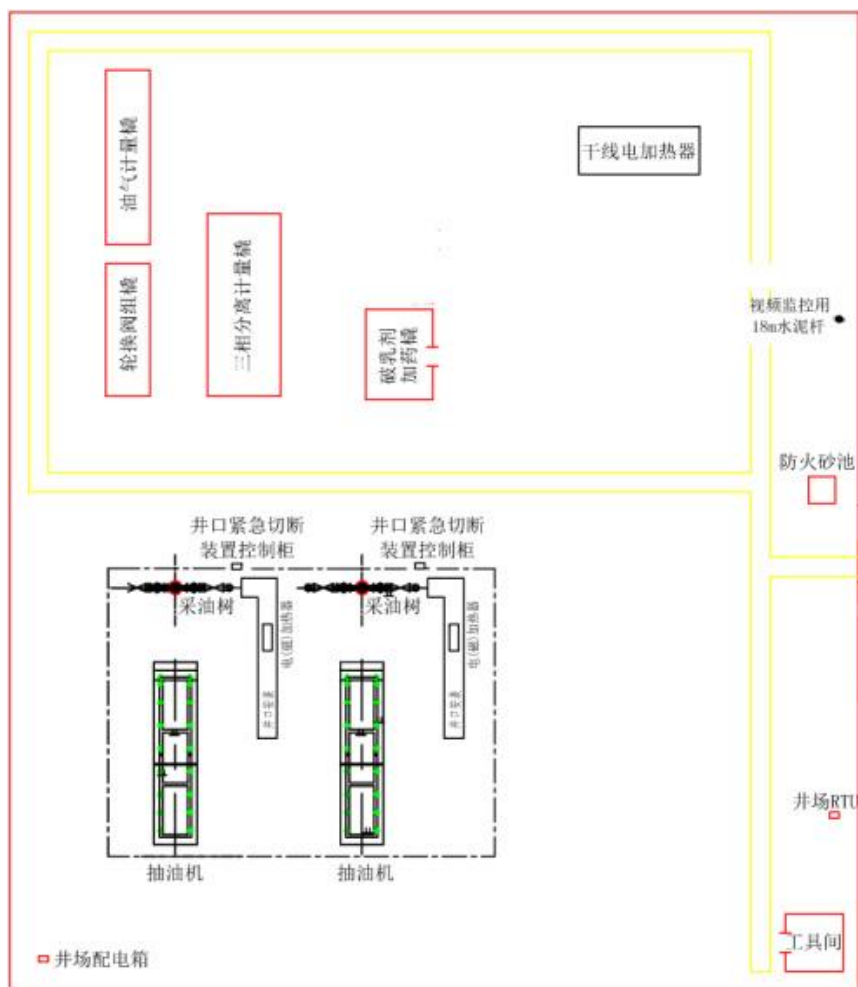


图 3.3-13 中心井井场平面布置图

3.3.2.2 工程占地情况

本工程占地主要为施工期管线施工发生的临时占地，完井后形成井场产生的永久占地，道路及新建场站产生的永久占地。本本项目 26 油井井场占地已在《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》进行了核算，本工程不再重新进行计算。

(1) 线性工程占地

本项目新建集油管道 48.35km，新建集气管道 11.78km，新建复配管道 11km，其中集油管道与集气管道同沟敷设，6.25km 复配管道与集油管道同沟敷设，管沟长度 53.1km，管道施工作业面宽度为 10m，则临时占地为 53.1hm²。

本工程新建 3.5m 宽进井通道 12.17km；新建 4m 宽通井土路 5.98km，则永久占地为 6.652hm²。

（2）场站占地

本工程新建生化站及综合维修中心在已有场站进行建设，不新增占地，新建复配接转站占地面积 4230m²，因此本工程场站永久占地 0.423hm²。

具体占地情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 工程占地情况一览

建设项目	永久占地 (hm ²)			临时占地 (hm ²)	
	草地	耕地	交通运输用地	草地	耕地
复配接转站	/	0.423		/	/
管道	/	/		27.14	25.96
道路	2.465	1.452	2.735	/	/
合计	2.465	1.875	2.735	27.14	25.96
合计	7.075			53.1	
总计	60.175				

3.3.2.3 土石方平衡

本工程涉及土方工程主要包括管道施工挖方（管沟深 1.5m，开挖面宽度 2m），挖方施工应分层开挖，分层堆放，待本工程施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，其余垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本项目生化站、综合维修中心施工在原有站内进行建设，涉及的土方工程主要为新建综合维修中心污水池、化粪池、一体化生活污水处理装置开挖产生的土石方，用于站内场地平整，本项目新建复配接转站涉及的土方工程主要为表土剥离，剥离的表土集中堆放在永久占地范围内，待施工结束后，用于其它劣质地改良；管线临时占地内剥离的表土施工结束后运回原位分层回填，恢复地表植被。本工程施工无废弃土方。取土情况详见表 3.3-11。

表 3.3-11 本工程取土情况一览表

序号	类别	挖方量 (m ³)	填方量 (m ³)	弃方量 (m ³)	借方量 (m ³)	利用方量 (m ³)	备注或说明
----	----	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	-------

1	管道	180790	180790	0	0	0	管道一般开挖宽度为 2m, 管沟深度 2m 深 21.58km, 其余按 1.5m 深进行计算, 管沟长度 53.1km, 该部分土壤在施工结束后回填至原处, 其填挖平衡
	复配接转站	1269	2538	剥离表土用于绿化或土壤改良用土, 0	2538	1269	剥离表土 0.3m, 挖方量为永久占地面积×剥离厚度; 垫高 0.3m, 借方量为永久占地面积×(剥离厚度 0.3m+垫高 0.3m)
7	综合维修中心	683	0	0	0	683	污水池 15m×15m×3m(地上 0.5m, 地下 2.5m), 化粪池 4m×5m×1.5m, 生活污水处理装置 12m×3m×2.5m, 弃方用于场地平整
8	道路	13020	34245	剥离表土用于绿化或土壤改良用土, 0	34245	13020	草地和耕地剥离表土 0.3m, 挖方量为永久占地面积×剥离厚度; 道路垫高 0.3m, 借方量为草地和耕地永久占地面积×(剥离厚度 0.3m+垫高 0.3m), 交通运输用地借方量为永久占地面积×垫高 0.3m, 道路永久占地面积 66520m ²
	合计	217573		0	36783	14972	

3.3.3 主要物料消耗

(1) 生活用水: 根据《用水定额》(DB23/T 727-2021), 本工程综合维修中心定员 80 人, 生活用水量为 300L/人·d, 生活用水量 24m³。地面建设总人数为 100 人, 施工期约 100d, 生活用水量为 80L/人·d, 经计算生活用水量为 800m³; 合计生活用水量 824m³。

(2) 管线试压用水: 本工程新建天然气管道 11.78km, 集油管道 48.35km, 复配管道 11km, 管道试压用水可重复使用, 本次评价按线路最长管径最大的复配管道计算试压水用水量, 复配管道管径为 φ426mm, 长度 11km, 经计算所需试压用水量为 1567m³。

(3) 根据地面工程方案, 本工程新增用电量最高 5012.8 kWh/d。

主要物料消耗见表 3.3-12。

表 3.3-12 本工程主要原辅材料消耗

序号	时期	工序	原辅材料	总用量	备注
1	施工期	施工用水	管线试压用水 (m ³)	1567	清水
2			生活用水 (m ³)	800	

8	运营期	生产运营	用电量（万 kWh/d）	5012.8	油田供电
9			生活用水（m ³ ）	24	清水

3.3.4 施工方案

3.3.4.1 管道施工

管线施工一般程序为：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，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。施工完毕清理现场、恢复地貌。管线施工过程工艺及产污环节见图 3.3-14。

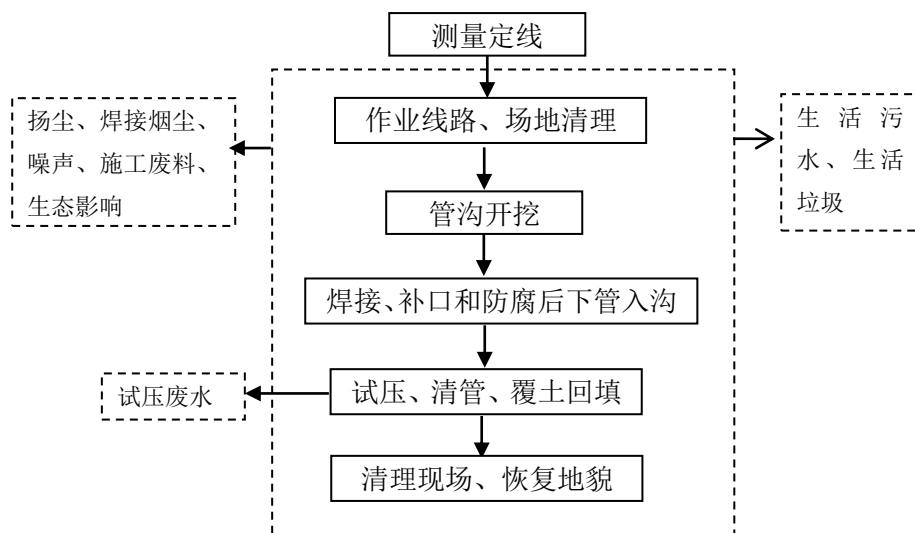


图 3.3-14 管线施工工艺及产污环节示意图

①施工作业带清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，清除地表植被，剥离 0.3m 厚表土，在场地清理过程中施工带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏。

在场地清理过程中，施工作业带范围内的土壤、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作业带宽度的范围内。本项目管道施工作业面宽度为 10m，其中施工便道宽 4m，管沟带宽 2m，置土带 4m。

②管沟开挖

平原地区一般地段采取管沟沟上机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖；管沟在土壤构造均匀、无地下水的地段，沟深小于 5m 且不加支撑时，管沟边坡可按规范要求确定。本项目管沟深度为 1-2m，集油管道管顶埋深距自然地坪为 1.0m，注水管道管顶埋深距自然地坪为 2m。采用机械开挖和人工开挖。管沟开挖前，对表层土壤进行剥离，单独堆存，并加强表土堆存防护及管理，施工结束后确保有效回用。开挖过程，分层开挖，分层堆放，并加强土壤堆存防护及管理。

管道施工作业断面见图 3.3-15。

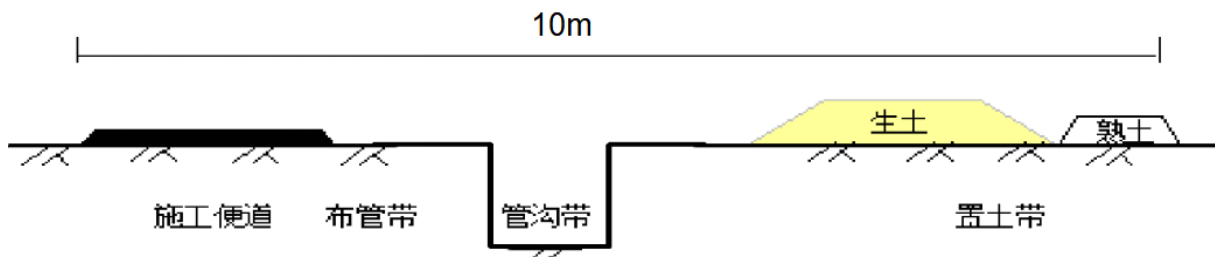


图 3.3-15 管道施工平面布置图

③管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管道衔接作为管道施工中的重要一环，其焊接质量的高低，对管道建设施工和管道建成以后的运行安全都有至关重要的影响，因此合理选择焊接方案至关重要。

考虑到沿线地形、地貌和沿途气候等外界环境因素，同时也考虑到管道直径、壁厚和材质等因素，开阔地区采用半自动焊接，具体焊接方式可由建设单位根据自身的经验进行选用。本项目用电弧焊条和半自动焊药芯焊丝由焊接工艺评定确定，选用烟气量小的环保焊条。

④清管、试压、干燥

清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁，清洁应进行两次以上，直至管内无异物。清管后用清水进行试压，试压废水属于清净废水，严密性实验合格后，将试压废水通过罐车拉运至三元南 4-8 污水处理站

处理达标后回注现役油层。试压完成后，采用压缩空气进行吸湿干燥。

④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。

⑤管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后及时进行植被恢复。

3.3.4.2 穿跨越施工

本工程需要穿越道路共 32 处，其中 22 处采用钢顶穿越，10 处采用钢开穿越。穿越水渠 5 处，其中 3 处采用定向钻穿越，2 处采用跨渠钢过桥。

（1）顶管施工

顶管施工是借助工作坑内主千斤顶的推力把套管从工作坑内穿过土层一直推到对面接收井坑内，待套管就位后，进行套管内管线敷设。顶管常被当作穿越铁路、公路和沟涵等的施工手段，是一种地下管线施工方法。顶管施工具有掘进断面小，渣土处理量少的优点，施工造价低，接缝防水处理工作量小，节省材料，利于防止渗漏，是一种较为环保的穿越施工方式。

施工方式为：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑。放入穿越套管和顶管设备，顶进套管直至穿过道路为止。顶管作业施工示意图见图 3.3-16。

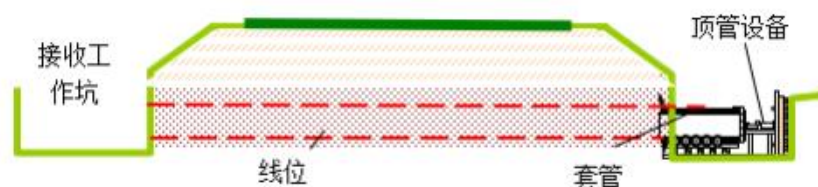


图 3.3-16 顶管作业施工示意图

（2）定向钻施工

本工程定向钻穿越 3 处，穿越长度为 130m 两处，150m 一处。由于定

向钻穿越时不会遇到岩石层，主要为粉质粘土和粉细砂，因此施工时定向钻钻头使用清水钻进，不设置泥浆池，不产生废弃泥浆。定向钻施工主要通过钻机完成钻进作业和回拖作业，由控制系统控制钻头在地下的钻进方向，使管道能够在不破坏公路的情况下达到地下穿越公路的目的，定向钻施工示意图见图 3.3-17。

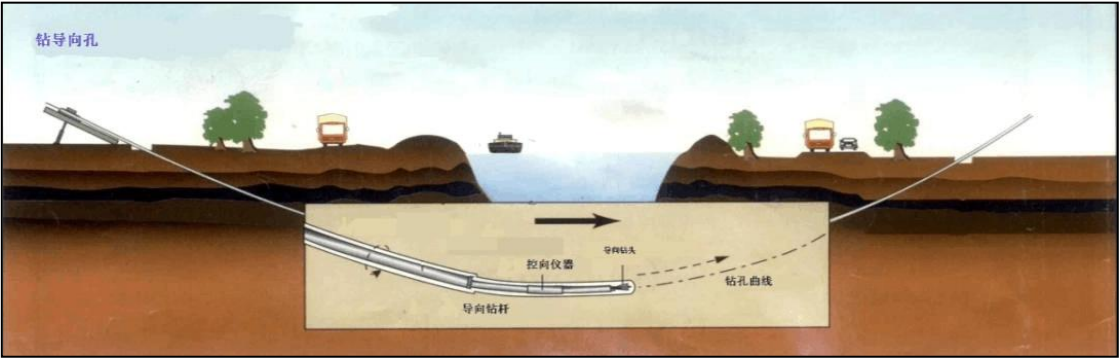


图 3.3-17 定向钻施工作业示意图

(3) 刚开

穿越土路采用刚开直接埋设方式穿越。本项目管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式。管沟开挖过程中应采取分层开挖，表土单独堆放，分层回填，最后覆表土层。

(4) 跨渠钢过桥

本工程管线敷设有 2 处需要跨越水渠，需要建设 20m 长钢过桥 2 座。钢过桥施工不扰动水面，支墩在渠两端陆地范围内埋设，桁架用吊装机安装。施工工艺流程：施工放样→埋设预制支墩→支座安装→桁架吊装→敷设管线→结束。

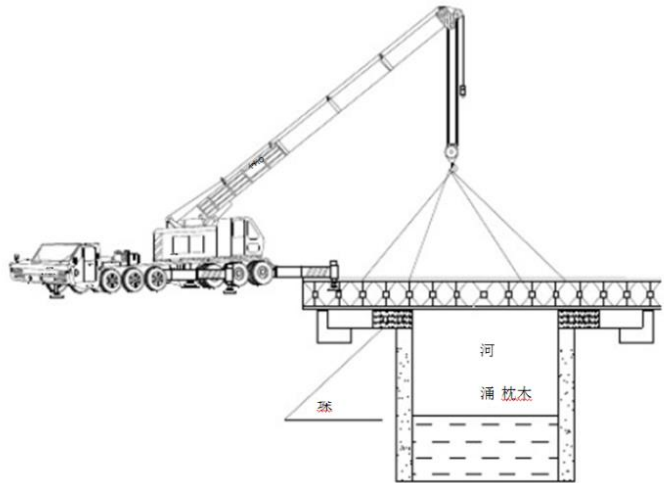


图 3.3-18 跨渠钢过桥施工平面布置示意图

3.3.4.3 道路施工

(1) 通井土路施工方案

通井路为土路的道路，施工时首先对通井线路进行清理平整，清除地表植被及表层土，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。通井土路施工示意图见图 3.3-19。

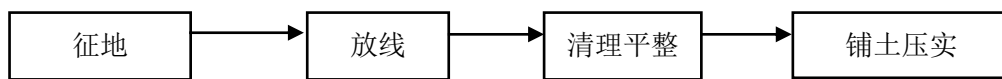


图 3.3-19 通井土路施工示意图

3.3.4.4 建筑施工方案

建筑工程首先对建设范围内土地进行清理、测量放线，然后进行土方开挖，土建基础施工，土建基础施工完毕后进行工艺设备、电气仪表等安装施工，随后进行土建主体、屋面施工，最后进行道路、场区等辅助施工。

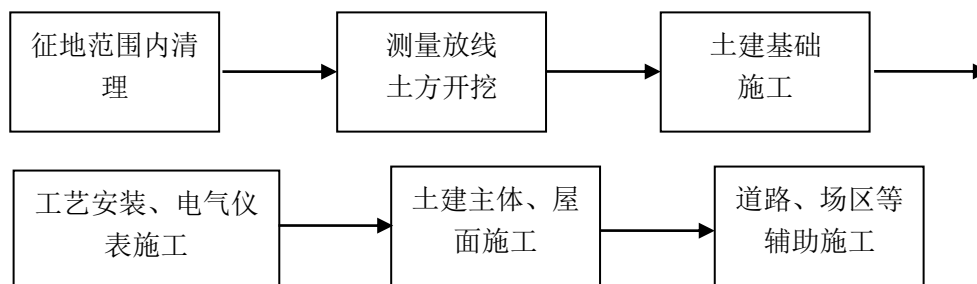


图 3.3-20 建筑工程施工示意图

3.3.4.5 表土剥离方案

站场、道路施工前，对施工扰动区进行表土（耕作层）剥离，剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，剥离的表土推放在井场占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，并定期采取洒

水抑尘措施，待本工程施工结束后用于其它劣质地改良。管道施工前，对施工扰动区进行表土（耕作层）剥离，剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，施工剥离的表土推放在管道、道路占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待本工程施工结束后，主要用于临时占地恢复，永久占地剥离的表层土壤外运，用于土地整治、劣质地的土壤改良等。

3.3.5 影响因素分析

3.3.5.1 污染影响因素分析

（1）施工期

地面建设内容包括原油集输、注水、供配电及道路等系统工程。在井场、道路建设以及集输管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生焊接烟尘、噪声、管道试压废水、生活污水、施工废料（建筑垃圾）和生活垃圾等污染物。

本工程施工期产污环节详见图 3.3-21。

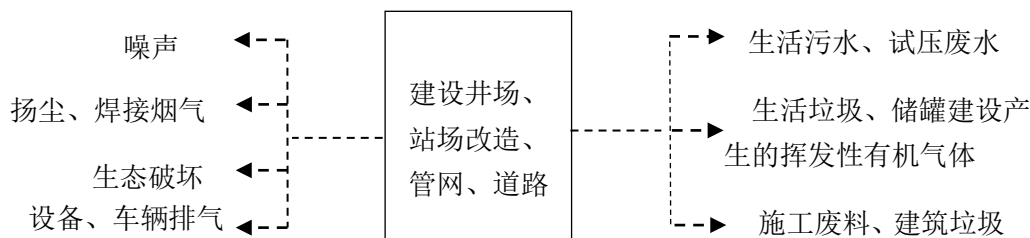


图 3.3-21 施工期产污环节示意图

（2）运行期

1) 正常工况

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、生化站处理污水过程中无组织挥发的烃类气体和恶臭气体，井场抽油机及场站机泵等设备运行产生的噪声，场站清淤产生的含油污泥，采出液脱出的含油污水和场站原有加热炉产生的烟气。油井产液经增压分输站、油气中心处理站脱水站处理后原油外输。本工程新建 16 口油井产液管

输至 1 号增压分输站和油气中心处理站进行处理，分离出的含油污水管输至油气中心处理站采出水处理站进和生化站进行处理后管输至复配接转站回用于井场压裂，分离出的伴生气用于站内加热装置自耗和增压外输，脱水后的净化油（含水<0.3%）外输。原油集输系统工艺流程见图 3.3-22。

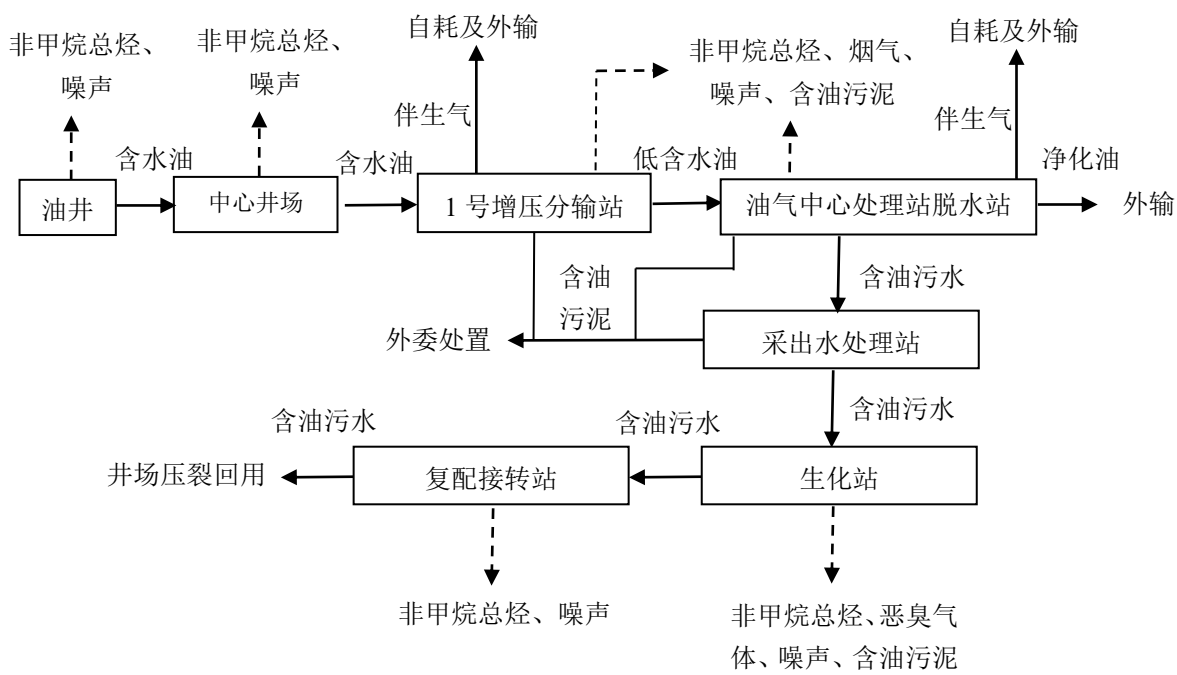


图 3.3-22 原油集输系统工艺流程及产污示意图

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井作业产生的作业污水、落地油和废防渗布。主要产污环节详见图 3.3-23。



图 3.3-23 非正常工况产污环节示意图

(3) 退役期

油田退役需关井、封井，封井工艺包括：准备工作、压井、安装封隔器等设备、水泥浆报废、井口下挖 2m 割断、完工。拆除井场所有设施，包括举升措施。场站和管道退役期将拆除场站所有设施，管道挖出后回收。

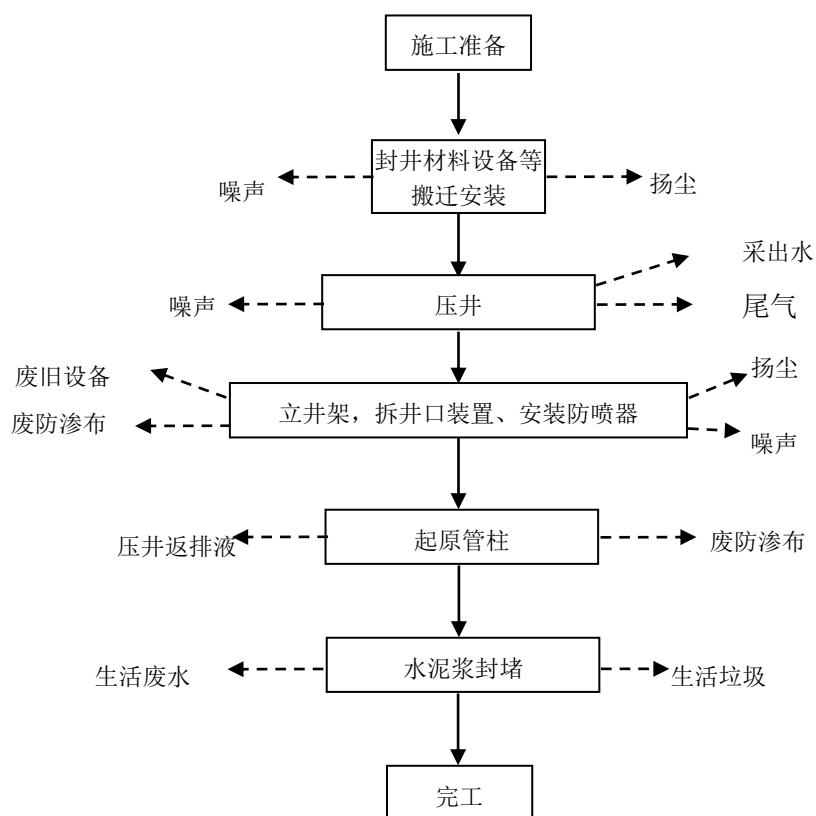


图 3.3-24 井场退役期工艺流程及产污环节示意图

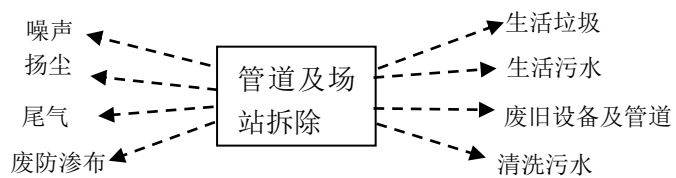


图 3.3-25 场站和管道退役期工艺流程及产污环节示意图

本工程产污环节一览表见下表。

表 3.3-13 本工程产污环节一览表

产污时期	产污环节	污染物
------	------	-----

施工期	地面建设工程	扬尘、焊接烟尘、车辆废气、生活污水、管道试压废水、生活垃圾、施工废料、建筑垃圾、噪声
运行期	正常工况	非甲烷总烃、噪声、含油污泥、恶臭气体、生活污水、生活垃圾
	非正常工程	落地油、废防渗布、作业污水
退役期	井场拆除工程	尾气、扬尘、返排液、清洗废水、生活垃圾、生活污水、施工废料、废旧设备、废防渗布、噪声等
	场站及管道拆除工程	尾气、扬尘、生活污水、清洗废水、生活垃圾、施工废料、废旧设备、废弃管道、废防渗布、噪声等

3.3.5.2 生态影响因素分析

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

（1）管道敷设、道路、井场及场站建设

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、井场、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。本工程管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

（2）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（3）对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

3.3.6 污染源源强核算

3.3.6.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为土方开挖、车辆运输等过程中产生的扬尘，施工处车辆等设备设施排放尾气及焊接烟尘。

1) 施工扬尘

施工扬尘是本项目施工时产生的主要污染废物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放。其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。根据该区域多年实际调查数据，在距施工现场 50m 处，产生的扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。另外，进出施工场地的运输车辆也会造成施工作业场所近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边 30m 范围以内影响较大，而且成线型污染，路边的 TSP 浓度可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，一般浓度在 $1.5\sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

2) 焊接烟尘

本项目在管线接口处进行焊接时，采用二氧化碳气体保护焊技术，使用药芯焊丝焊接，利用二氧化碳气体作为保护气体，焊接过程中，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。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。

根据对《CO₂ 气体保护焊焊接工艺试验与应用》（石油和化工设备 2012 年第 15 卷）和《焊接工作的劳动保护》等资料对各种焊接工艺及焊丝烟尘产生量的调查，每公里电焊条+焊丝为 7.8kg，结合《产排污系数手册》相关系数，手工电弧焊焊接烟尘产生量为 11~16g/kg 焊条（丝），本次按照 15g/kg 计算，本工程管道全长 71.13km，焊条（丝）用量约为 0.55t，则焊接烟尘（主要为金属氧化物）产生量为 0.008t。

3) 挥发性有机废气

本工程储罐在刷漆及防腐等过程需使用溶剂类涂料，在使用过程中会向周围环境空气逸散挥发性有机废气。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册-工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数手册》（生态环境部 2021 年第 24 号公告），水性防腐涂料产污系数为 200kg/t。本工程水性防腐涂料使用量约为 2t，则施工期挥发性有机废气排放量为 0.4t。

4) 运输车辆排放的废气

在工程施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、THC 等污染物，一般情况下，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

(2) 废水

1) 试压废水

新建管道要进行试压作业，本工程试压用水量为 1567m³，试压废水按用水量的 95%计算，则试压废水产生量为 1488.7m³。该废水中主要含铁锈、泥屑，经罐车收集后送油气处理中心采出水处理站进行处理后回用于复配压裂液。

2) 生活污水

本工程施工期生活用水量为 800m³。生活污水按用水量的 80%计算，则本工程施工期共产生生活污水 640m³。生活污水进入附近已建施工营地生活污水收集系统，定期由罐车拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂进行处理，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排放至西干渠。

废水产生及排放情况详见表 3.3-14。

表 3.3-14 施工期废水产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量 (m ³)	主要污染物	去向及措施
1	试压废水	1488.7	SS: 500mg/L	由罐车拉运至油气处理中心采出水处理站进行处理后回用于复配压裂液

2	生活污水	640	BOD ₅ : 250mg/L COD: 300mg/L NH ₃ -N: 30mg/L 动植物油: 20mg/L SS: 500mg/L	进入附近已建施工营地生活污水收集系统, 定期由罐车拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂进行处理
---	------	-----	---	--

(3) 固体废弃物

1) 管道施工废料

管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计, 本工程新建管道 71.13km, 因此, 施工废料产生量约为 1.4t, 主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料。属于一般固体废物, 代码为 900-099-S12, 施工结束后统一送天然气分公司工业固废填埋场处理。

2) 建筑垃圾

由《中国城市建筑垃圾产量计算及预测方法》(长安大学学报, 第 10 卷第 3 期 2008 年 9 月) 可知, 计算建筑施工垃圾时, 每建筑 $1 \times 10^4 \text{m}^2$, 产生的废弃建筑垃圾 550t, 新建生化站、复配接转站和综合维修中心, 共计新建建筑面积约为 3100m², 产生建筑垃圾约 170.5t, 属于一般固体废物, 代码为 900-001-S72, 统一拉运至所在地建筑垃圾调配场处理。

3) 生活垃圾

本工程地面建设期间施工人员为 100 人, 施工期 100 天, 每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计, 地面建设期间生活垃圾产生量为 5t, 代码为 900-002-S61。施工期生活垃圾统一收集后送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场进行处理。

固体废弃物产生及排放情况详见表 3.3-15。

表 3.3-15 施工期固体废弃物产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量	废物类型	去向
1	管道施工废料	1.4t	一般固废	天然气分公司工业固废填埋场
2	建筑垃圾	170.5t	一般固废	所在地建筑垃圾调配场
3	生活垃圾	5t	/	杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场

(4) 噪声

施工期噪声源主要为施工机械和车辆运行产生的噪声, 根据《环境噪声与振动控制工程技术导则(HJ 2034-2013)》, 声源强度 80~95dB(A),

具体排放情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 施工期噪声排放情况

序号	声源名称	(声压级/声源距离) / (dB (A) /m)	声源控制措施	运行时段
1	挖掘机	82~90/5	优先选用低噪声设备, 加强对设备的维护和保养	施工期
2	推土机	83~88/5		
3	轮式装载机	90~95/5		
4	压路机	80~90/5		
5	重型运输车	82~90/5		
6	电焊机	80~85/5		

3.3.6.2 运行期污染源强核算

(1) 正常工况

1) 废气

①采油井场无组织废气

本项目共基建 26 口油井。由于本项目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某些设备的超压放空, 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集输场站。每种采油方式应用的采油树形式不同, 油井井场无组织排放主要是由采油树上阀门、法兰、取样口等密封点产生逸散造成。场站无组织排放主要是由输送管道、泵、压缩机、阀门、法兰等易产生挥发性有机物泄漏处产生逸散造成。

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》、《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)》相关内容, 本次根据实际建设的产能工程, 采用泄露检测修复 LDAR 技术, 实测与本工艺一致的场站和井场, 计算本工程无组织的挥发量。设备动静密封点泄漏 VOCs 按照 LDAR 计算。

大庆石油管理局环境监测部门等单位选取了代表性的 10 口油井和与新场站工艺、规模类似的场站开展了实测现状见下表。

表 3.3-17 实测油井现状一览表

采油设备	实测井号	情况说明
------	------	------

抽油机	17#、18#、19#、28#、29#、30#、46#、45#、47#、48#	类比油井与新建油井在同一区块、同一层系，工艺流程相似，产量及运行参数相当，具备类比性
-----	---	--

根据实测结果，井场抽油机 LDAR 监测核算量为 0.002362 t/a。本项目共基建 26 口油井，计算出非甲烷总烃挥发量合计为 0.06t/a。

②生化站无组织废气

污水处理过程中的恶臭气体主要污染物为硫化氢和氨，根据《大气氨源排放清单编制技术指南》表 3 中“废物处理-污水处理厂”氨排放系数（0.003g 氨/ m³ 污水），日最大处理量为 10000m³，则氨产生量约为 0.011t/a；硫化氢产生量约为氨产生量的千分之二，即 0.000022t/a。本工程处理污水来水中石油类浓度≤20mg/L，生物反应池内原油量 0.2t/d，非甲烷总烃无组织排放量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的油品储存-原油的排放系数 0.123g/kg 原油进行计算，则生化站非甲烷总烃无组织排放量为 0.009t/a。

③加热炉烟气

本工程未新建加热装置，运行期产生的燃烧烟气主要来自依托场站加热装置因处理本项目产液而产生的燃烧烟气。根据日常监测结果可知依托站场加热炉排放的燃烧烟气中各项污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，且已在该单位排污许可证中登记管理，污染物排放浓度及排污量已获得许可，因此本评价不再计算其烟气量。

④综合维修中心食堂油烟

本工程综合维修中心食堂设置 3 个灶头，为员工提供一日三餐，用油主要集中在中餐和午餐，就餐人数按 80 人计，排风量按 7500m³/h 计，根据人均用油量 10g/餐，挥发率按 10%计，则油烟产生量约为 0.16kg/d，排风量按每天 4h 计算，则油烟产生浓度为 5.3mg/m³。

2) 废水

①含油污水

本工程油井井场采出液经 1 号增压站三相分离器和油气中心处理站脱

水站三相分离器处理后输送至油气中心采出水处理站进行处理，由开发工程方案可知，油田采出水最高为 3787m³/d，含油污水由管线输送至油气中心采出水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后进入本工程新建的生化站进行进一步处理，处理后达到 COD≤300mg/L 的限值后管输至复配接转站回用于井场压裂，不外排。

②生活污水

新建综合维修中心员工生活用水量为 24m³/d，生活污水量按用水量的 80%计，则生活污水产生量为 19.2m³/d（7008m³/a），生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

3）噪声

运行期噪声源主要是改造场站新增机泵和加热装置噪声，以及井场抽油机，根据类比分析数据和现场监测数据结合，具体排放情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 运行期噪声排放情况

工序	装置	噪声源	数量	声源类型	单个噪声源强		降噪措施		单个噪声值排放		排放时间/h
					核算方法	噪声值 dB(A)	工艺	降噪效果 dB(A)	核算方法	噪声值	
复配接转站	外输泵站	外输泵	3	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
生化站	泵房	外输泵	3	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
	微生物操作间	排泥泵	2	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
		排油泵	3	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
		回流泵	4	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
	风机间	风机	3	频发	类比法	95	基础减震，隔声门窗	25	类比法	70	8760

	气浮间	排油泵	1	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
		气浮装置	1	频发	类比法	90	基础减震，隔声门窗	25	类比法	65	8760
井场	抽油机	抽油机	194	频发	类比法	70	低噪声设备，加强对设备的维护和保养	0	类比法	70	8760

4) 固体废弃物

①含油污泥

本工程产生的固体废弃物主要为原油在进行三相分离管理的沉降过程中分离出来的油砂，其相对密度一般在 1-1.1，含水率为 97%-99%，呈黑褐色半固体状物，成分主要是油、泥、水。根据大庆油田多年统计数据，生产万吨原油的油泥（固相）产生量一般按 0.3t 计算，则本工程年产油泥（砂）4t，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，统一收集后委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置。

②生化站排泥

本工程生化站主要处理油气中心采出水处理站处理后的污水，用于去除 COD，排泥量按照 COD 去除率和污水处理量来进行核算，本工程 COD 去除率为 2700mg/l，污水处理量为 10000m³/d，污泥产率系数取 0.45，则本工程生化站产生的干污泥量为 12.15t/d，污泥含水率 95%，则湿污泥产生量为 243t/d，该部分污泥经排泥泵抽吸升压进入油气中心采出水处理站储泥池经脱水后委托委托有资质的单位进行处置，脱水后污泥含水率 70%，脱水后污泥量为 14782.5t/a。

(2) 非正常工况

1) 废气

本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（2d 左右），且项目均处于野外，扩散条件较好，距离大气敏感目标较远，对大气环境影响较小。

2) 废水

修井作业废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水。根据建设单位提供的资料，油井作业周期约为 1.5 年/次，油井作业污水产生量

约为 $4\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目共计建设油井 26 口，则油井共计产生作业污水量约 $69.3\text{m}^3/\text{a}$ ，产生的作业污水由作业罐车拉运至油气中心处理站的采出水处理站进行处理，处理后再进入生化站进一步处理，合格后全部进入复配接转站进行复配压裂液循环利用，不外排。

2) 固体废物

①落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井作业。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术以及安装井下卸油器，加之作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，修井时落地油产生量大幅减少。考虑意外情况，一般每口油井作业期间产生的落地油可按 $50\text{ kg}/\text{井次}$ ，作业周期一般为 1.5 年，则本项目落地油最大产生量为 $0.9\text{t}/\text{a}$ ，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。落地油全部回收送萨南含油污泥处理站减量化处理后委托黑龙江迈景环保科技有限公司处置。

②废含油防渗布

油井作业时为防止原油散落于井场内，需铺设防渗布。根据类比调查，每口油井作业面积约 400m^2 ，防渗布重量按 $500\text{g}/\text{m}^2$ 计，可计算单井产生量约 0.2t 。油井作业周期一般为 1.5 年，防渗布可重复利用，以每块防渗布利用 10 次计，则本项目含油废弃防渗布最大产生量为 $0.35\text{t}/\text{a}$ ，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 900-249-08。收集暂存第九采油厂危废贮存库，委托有资质单位进行处置。

本工程污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.3-19~22。

3.3.6.3 退役期污染源源强核算

(1) 废气

退役期施工废气主要为土方开挖、车辆运输等过程中产生的扬尘，施工处车辆等设备设施排放尾气及焊接烟尘。

1) 施工扬尘

退役期施工扬尘是本项目施工时产生的主要污染废物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放。其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。根据该区域多年实际调查数据，在距施工现场 50m 处，产生的扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。另外，进出施工场地的运输车辆也会造成施工作业场所近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边 30m 范围以内影响较大，而且成线型污染，路边的 TSP 浓度可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，一般浓度在 $1.5\sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ 。

2) 运输车辆排放的废气

在工程施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO_2 、CO、THC 等污染物，一般情况下，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

(2) 废水

1) 生活污水

退役期施工人员生活污水进入附近场站生活污水收集系统，生活污水拉运罐车送大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，南区污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。

2) 清洗废水

拆卸设备，有些需要现场清洗，续在现场安装清洗槽，废水拉运至附近含油污水处理站处理。

(3) 固体废弃物

1) 生活垃圾

退役期拆卸设备期间施工人员产生生活垃圾，退役期生活垃圾统一收集处理。

2) 废弃设备及管道

退役期拆卸设备和管道，清洗后（如需要）统一回收送所属单位资产库。

3.3.7 危险废物汇总

本工程产生的危险废物主要为废防渗布和含油污泥，随时产生随时清理，不建暂存设施。本工程产生的危险废物具体情况见表 3.3-23。

表 3.3-23 危险废物情况表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥（砂）	HW08 废矿物油与含矿物油废物 HW49 其它废物	071-001-08	4.4t/a	油井作业及设备清淤	液态	油泥（砂）	石油类	油井作业1.5年/次，设备清淤1年/次	T、I	委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理
2	生化站排泥		900-210-08	1478 2.5t/a	废水处理	液态	油泥	石油类	全年生产	T、I	送有资质单位处理
3	废防渗布		900-249-08	6m³/a	油井作业	固态	油、塑料	石油类	油井作业1.5年/次	T/C/I/R	送有资质单位处理

表 3.3-19 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

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（h）
				核算方法	废气产生量（m ³ ）	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（m ³ ）	排放浓度（mg/m ³ ）	排放量(t/a)	
场地	施工扬尘	无组织排放	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘	/	/	/	/	少量	施工期
管线	焊接机		颗粒物	产污系数法	/	/	0.008t	/	/	产污系数法	0.021t	/	0.021t	施工期
储罐	涂装		挥发性有机物	产污系数法	/	/	0.4t	/	/	产污系数法			0.4t	施工期
原油集输	井场		非甲烷总烃	类比法	/	/	0.06	密闭集输	/	类比法	/	/	0.06	8760
生化站	微生物反应池		氨	类比法	/	/	0.011	加盖密闭	/	类比法	/	/	0.011	8760
			硫化氢	类比法	/	/	0.000022		/	类比法	/	/	0.000022	8760
			非甲烷总烃	类比法	/	/	0.009		/	类比法	/	/	0.009	8760
食堂	炒灶	炒灶	油烟	类比法	1095×10 ⁴	5.3	0.06	油烟净化器	75	类比法	1095×10 ⁴	1.8	0.015	8760

表 3.3-20 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

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	产生废水量	产生浓度 (mg/L)	产生量		核算方法	排放废水量 (m³/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
管道试压	管道	试压废水	SS	物料衡算	1488.7m³	500	0.74t	送至油气中心采出水处理站处理后回用于井场压裂	/	/	/	/	/
施工	施工人员	生活污水	COD	类比法	640m³	300	0.19t	生活污水进入已建施工营地生活污水收集系统	/	/	/	/	/
			NH ₃ -N			30	0.019t						

			BOD ₅			250	0.16t						
			动植物油			20	0.013t						
			SS			500	0.32t						
原油处理	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算	138.23×10 ⁴ m ³ /a	1000	1382.3t/a	输至油气中心采出水处理站及生化站处理后输至复配接转站回用于井场压裂	/	/	/	/	/
			SS			500	691.15t/a						
员工生活	综合维修中心工作人员	生活污水	COD	类比法	7008m ³ /a	300	2.1t/a	经化粪池预处理后,进入一体化生活污水处理装置,出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》(GB/T18920-2020)中城市绿化标准后最终排至污水池,作为绿化用水,剩余污水外运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理	/	/	/	/	/
			NH ₃ -N			30	0.21t/a						
			BOD ₅			250	0.14t/a						
			动植物油			20	0.032t/a						
			SS			500	3.5t/a						
井下作业	作业	作业废水	石油类	类比法	69.3m ³ /a	1000	0.07t/a	通过罐车回收后送油气中心采出水处理站及生化站处理后输至复配接转站回用于井场压裂	/	/	/	/	/
			SS			500	0.035t/a						

表 3.3-21 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

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(d)
				核算方法	噪声值 dB (A)		核算方法	噪声值 dB (A)	
施工	施工机械	挖掘机	机械噪声	类比法	82~90	采取合理安排施工进度,调整同时作业的施工机械数量,注意对设备的维护和保养,合理操作,保证施工机械保持在最佳状态,合理布局施工场地等措施	类比法	82~90	100
		推土机	机械噪声	类比法	83~88		类比法	83~88	
		轮式装载机	机械噪声	类比法	90~95		类比法	90~95	
		压路机	机械噪声	类比法	80~90		类比法	80~90	
		重型运输车	机械噪声	类比法	82~90		类比法	82~90	
		电焊机	机械噪声	类比法	80-85		类比法	80-85	

采油	油井	抽油机	机械噪声	类比法	70	采用低噪声设备, 定期保养	类比法	70	365
复配接转站	外输泵	外输泵	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365
生化站	泵房	外输泵	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365
	微生物操作间	排泥泵	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365
		排油泵	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365
		回流泵	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365
	风机间	风机	机械噪声	类比法	95	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	70	365
	气浮间	排油泵	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365
		气浮装置	机械噪声	类比法	90	减震基础, 隔声门窗等措施	类比法	65	365

表 3.3-22 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

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	工艺	处置量	
地面建设	施工场地	管道施工废料	一般废物	类比法	1.4t	无害化处理	1.4t	送天然气分公司工业固废处置场处置
		建筑垃圾	一般废物	类比法	170.5t	无害化处理	170.5t	统一拉运至所在地建筑垃圾调配场处理
	施工人员	生活垃圾	生活垃圾	类比法	5t	无害化处理	5t	送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理
井下作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.9t/a	无害化处理	0.9t/a	委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理
		含油废防渗布	危险废物	类比法	0.35t/a	无害化处理	0.35t/a	收集暂存第九采油厂危废贮存库, 定期委托有资质单位处置
设备清淤	原油处理装置	油泥	危险废物	类比法	4t/a	无害化处理	4t/a	委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理
生化站排泥	微生物反应池	油泥	危险废物	系数法	14782.5t/a	无害化处理	14782.5t/a	委托有资质单位处置

3.3.8 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“三本帐”汇总见表 3.3-24。

表 3.3-24 污染物“三本帐”汇总一览表

种类	污染物名称	单位	现有工程 排放量	本工程产 生量	削减量	总排放量	排放增减 量
废气	非甲烷总烃	t/a	69.801	0.069	0	69.87	+0.069
	氨	t/a	0	0.011	0	0.011	+0.011
	硫化氢	t/a	0	0.000022	0	0.000022	+0.000022
	油烟	t/a	0	0.06	0.045	0.015	+0.015

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目主要位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县的腰新乡和他拉哈镇以及大庆市大同区和平街道。

4.1.2 地形地貌

本调查区内地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观，整体地势较平缓。大部区域地面海拔高程在 126.290~149.070m 之间，相对高差 22.780m，在调查区西南部，呈北北西向分布条带状数条高坡，坡顶与周边地势相对高差 30m 左右，地势起伏较大。区内分布着大面积农田，遍布季节性泡沼及自然沟渠，地表水系发达，局部分布有村庄。

4.1.3 气候气象

本地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m，年平均气温 3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温 38.9℃。

4.1.4 地表水

区域内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到地低洼地，无法排出区外。区域内的主要地表水体为南部引嫩总干渠、连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、西格勒吐泡

子、北兴泡子。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地层岩性

根据地质钻探资料分析，调查区内浅部地层从老到新依次为新近系泰康组（ N_{2t} ）和第四系（ Q ）。

（1）新近系泰康组（ N_{2t} ）

新近系泰康组（ N_{2t} ）地层在调查区内广泛分布，发育良好。地层厚度一般为 98.0~123.0m。岩性：上部为灰绿、黄绿色泥岩。下部为灰白色块状砂砾岩。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

（2）第四系(Q)

调查区广泛分布，其厚度一般 60.0~100.0m。上部为黄褐-灰褐色粉质黏土，垂直节理发育；中部由大量黄色和灰色粉砂组成，具有较大孔隙，底部为灰白色砂砾石。

4.1.5.2 地层结构及特征

根据浅部钻孔资料，所揭露的地层按照岩土成因、结构、性质综合划分 4 层。对地层结构及特征描述如下。

（1）粉质黏土：黄褐色，冲积成因。土质较均匀，渗透性差，为微透水层。该层在调查区北部砂感较强呈粉土。渗透系数实验室实测值 $K=0.0021\text{m/d}$ ，孔隙度实验室实测值 $n=41.21\%$ 。钻孔揭露厚度 0.60~4.70m，层顶高程 126.29~149.07m。该层在调查区中部偏东局部缺失。

（2）粉砂：黄色，冲积成因。颗粒较均匀，级配差，渗透性较好，为中等透水层。渗透系数建议值 $K=1.0\text{m/d}$ ，孔隙度建议值 $n=42\%$ 。钻孔揭露厚度 1.10~12.60m，层顶高程 124.65~148.17m。该层在调查区南北两端局部缺失。

(3) 粉质黏土：灰色，淤积成因。土质较均匀，渗透性差，为微透水层。渗透系数实验室实测值 $K=0.0011\text{m/d}$ ，孔隙度实验室实测值 $n=46.90\%$ 。钻孔揭露厚度 $0.60\sim 6.90\text{m}$ ，层顶高程 $122.79\sim 128.23\text{m}$ 。该层在调查区中部向东局部缺失。

(4) 粉细砂：灰色，淤积成因。颗粒较均匀，级配差，渗透性较好，为中等透水层。渗透系数建议值 $K=1.5\text{m/d}$ ，孔隙度建议值 $n=42\%$ 。该层未钻穿，层顶高程 $118.99\sim 135.57\text{m}$ 。该层在调查区东北部局部缺失

4.1.5.3 包气带概况

根据本次勘察地下水及浅部地层特征，调查区包气带厚度一般在 $1.5\sim 7.5\text{m}$ 之间，岩性主要为：

粉质粘土：黄褐色，可塑，土质不均匀，夹粉土，手捻有砂粒感，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，厚度 $4.5\sim 5.2\text{m}$ ；

粉细砂：灰黄色-浅灰色，稍密-中密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物质成分由石英、长石组成，含有少量暗色矿物，厚度 $2.3\sim 4.5\text{m}$ 。

4.1.5.4 含水层概况

(1) 第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是粉细砂。在调查区内广泛分布，渗透性较好，为中等透水层。

第四系承压含水层在调查区内广泛分布，厚度 $3.0\sim 29.0\text{m}$ ，整体趋势由北向南由西向东逐渐变薄。岩性主要为灰白色砂砾石，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性中等。

(2) 新近系泰康承压含水层

新近系泰康组含水层分布在调查区广泛分布，为承压含水层，厚度 $75.0\sim 108.0\text{m}$ ，整体趋势由北向南由西向东逐渐变薄。含水层岩性为砂

砾岩，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性好。

区域水文地质图见附图 12。水文地质剖面图见下图。

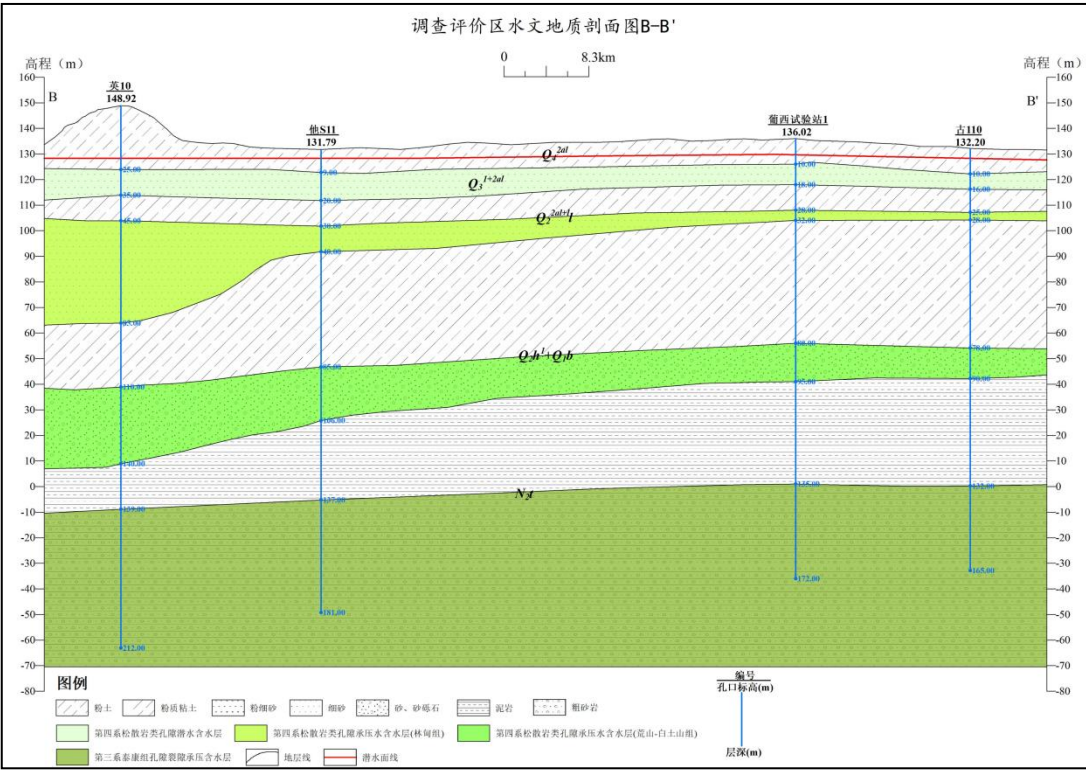
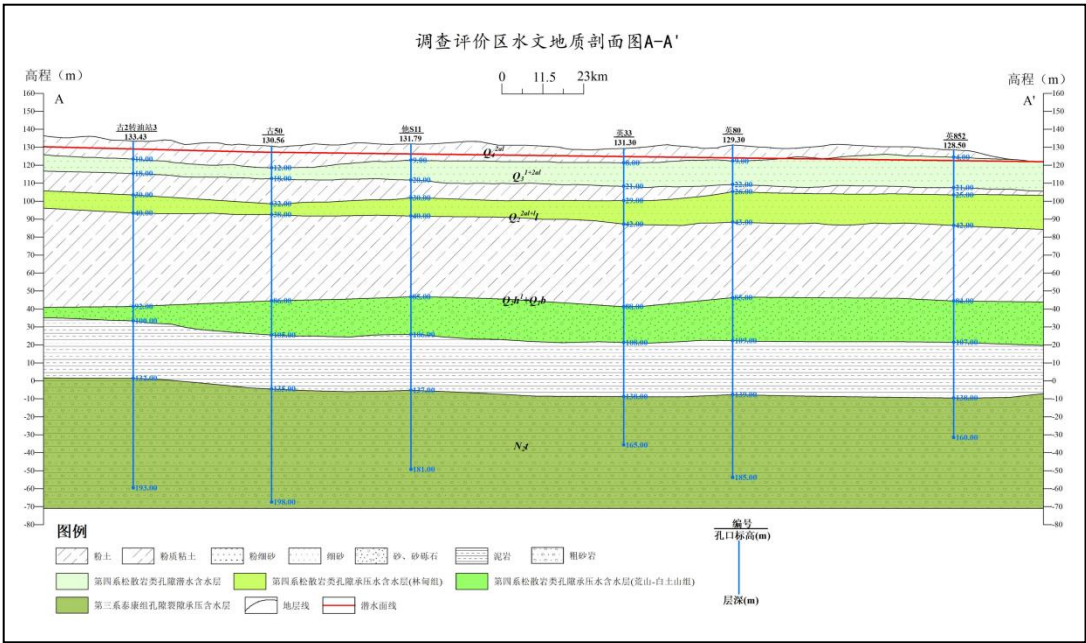


图 4.1-1 水文地质剖面图

4.1.5.5 地下水的补给、径流和排泄条件

地质环境决定了地下水的补给、径流、排泄规律。而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统的形成条件。

(1) 地下水补给

①大气降雨补给：含水层的补给主要为地表水补给和降雨垂向补给上部第四系孔隙潜水含水层，潜水通过透水层越流补给下部的白土山组含水层、泰康组含水层。第四系潜水含水层地下水补给主要为地表水补给及大气降水入渗补给。新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给

②地表水体的入渗补给：评价区内分布湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给：在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水，但目前区域由于受到开采地下水的形成降落漏斗的影响，天然流场有所改变。基本由西北向东南地下水侧向补给。

(2) 地下水径流

从潜水等水位线图可看出，潜水流向受地势影响较大，整体趋势由北向南，局部由地势高处向地势低洼处径流。

从新近系泰康组承压含水层等水位线图可看出，调查区新近系泰康组地下水径流方向与大庆油田地下水整体流向一致，为由北向南。

(3) 地下水的排泄

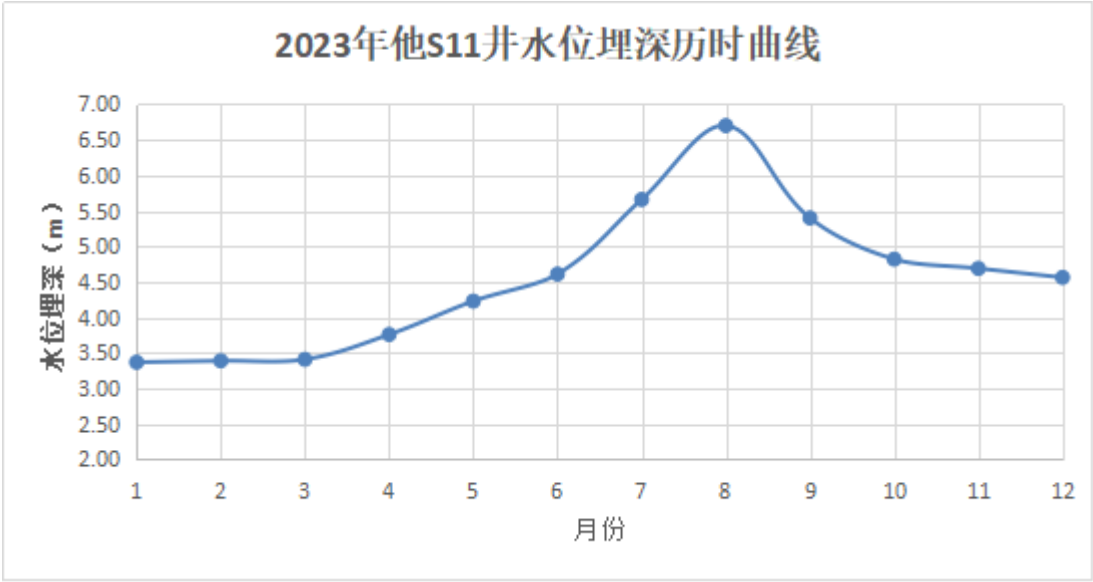
根据调查区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水人工开采排泄。

4.1.5.6 地下水动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给和人工开

采影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为 1~3 月份，丰水期为 7~9 月份。调查期间（2024 年 6 月）潜水埋深 1.5~13.5m 之间，潜水埋深变化较大，水位变化差 12.0m 左右。

调查区内新近系泰康组承压含水层水位随周边油田用水量变化而变化。地下水水位在调查期间为 3.37~6.70m，根据区内观测井他 S11 井资料显示，在一个水文年内地下水丰水期为 1~3 月份，水位埋深 3.37~3.41m，枯水期为 7~9 月份，水位埋深 5.40~6.70m。



4.1.6 土壤类型和动植物分布

项目评价范围内主要土壤类型有碱土、风沙土、草甸土等。

该区域按自然区划属于半干旱草原区，由于气候干旱，土壤沙化严重，草甸植被退化，使得该区域的生态环境较为脆弱。地区内地表原生植被很少，草甸上的植物有羊草、车前子、碱蓬、剪刀股等；区域内无原始森林，林地为人工种植的防护林，主要为杨树，居民点周围种植有榆树、柳树、松树等绿化树种。地表植被由于人类不断对自然进行利用和改造，毁草种地，从而使自然生态系统逐步转化为人工农业生态系统，种植的品种有玉米、大豆等粮食作物。区域内野生动物种类和数量均较

少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

4.2 环境保护目标调查

本项目大气评价范围为以项目井场、新建场站和改扩建为中心，边长为 5km 的矩形区域。环境空气保护目标主要为大气评价范围内的村庄，控制目标为《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二类区。

地下水环境保护目标为项目所在区域评价范围内的潜水和评价范围内村屯饮用水源井。

本项目声环境保护目标主要为井场、新建场站和改扩建厂界外扩 200m 范围，管道和道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境，环境保护控制目标为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类和 2 类。

项目生态环境评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、森林公园，占用基本农田以及一般湿地；无国家及地方重点保护野生动植物，无极危、濒危和易危物种，无极小种群野生动植物以及特有种的集中分布区、重要栖息地等环境保护目标。保护目标为拟建项目占地范围内以及井场周边 50m 范围内的生态环境，管线中心线两侧 300 米范围内的生态环境。

本项目土壤评价范围确定为井场、新建场站和改扩建厂界外扩 1000m 范围内，管道中心线两侧各 200m 范围内，土壤环境保护目标为土壤评价范围内的耕地等，控制目标为厂区周边土壤环境质量满足相应质量标准要求。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 项目所在区域环境空气质量达标情况

本项目所在区域主要为黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇

源县及大同区，根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市生态环境状况公报》，2024 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 7 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 18 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（PM10）年均浓度为 48 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM2.5）年均浓度为 32 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.8 毫克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值。项目所在区域为环境空气质量达标区。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 2024 年大庆区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	12%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	69%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32	35	91%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	800	4000	20%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	114	160	71%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.2 项目所在区域其他污染物环境质量现状

（1）现状监测布点

根据油田开发区域及周边的环境特点，布设环境空气监测点位 2 个，

详见表 4.3-2 及监测点位分布附图 13。

表 4.3-2 空气环境现状补充监测点位基本信息

监测点位	监测点坐标	相对厂址方位/距离	备注
九家子村	E124.20975966 N46.15383706	拟建 GY1-Q9-H5 井 西南侧 848m	本次监测
保布村	E124.29639730 N46.04923142	拟建生化站南侧 1440m	本次监测
中心站区域	E124.29378033 N46.06277967	拟建生化站东侧 240m	引用《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》，监测时间为 2024 年 9 月 2 日~9 月 8 日
查干文都	E124.26836039 N46.10790363	拟建道路东侧 244m	引用《2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目环境影响报告书》，监测时间为 2023 年 11 月 20 日~11 月 27 日

(2) 监测因子及时间

监测因子：九家子村和中心站区域监测因子为非甲烷总烃、TSP；查干文都监测因子为非甲烷总烃、TSP、硫化氢，保布村监测硫化氢、氨。

监测时间：本次监测时间为 2025 年 12 月 4 日~12 月 10 日，本次监测引用时间为 2023 年 11 月 20 日至 11 月 27 日和 2024 年 9 月 2 日~9 月 8 日。

其中引用点位均位于本工程评价范围内且数据不超过 3 年，引用数据可行。

(3) 监测结果统计分析

监测统计结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	监测浓度范围 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
九家子村	非甲烷总烃	1h	2000	900-1370	68.5	0	达标
	TSP	24h 均值	300	104-118	39.3	0	达标
中心站区	非甲烷总烃	1h	2000	830~960	48	0	达标

域	TSP	24h 均值	300	87~111	37	0	达标
查干文都	非甲烷总烃	1h	2000	690~790	39.5	0	达标
	TSP	24h 均值	300	90~109	36.3	0	达标
	硫化氢	1h	10	0.001L	/	0	达标
保布村	硫化氢	1h	10	5-9	90	0	达标
	氨	1h	200	90-160	80	0	达标

由表 4.3-3 可知，本项目所在区域内 TSP 日均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中数值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢和氨满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 和 $200\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准要求。项目所在区域其他污染物环境质量现状达标。

4.4 地下水环境现状调查与评价

4.4.1 地下水环境现状监测

（1）监测布点

根据本区域内地下水流向，工程建设区域内无地下水敏感点，为了解区域地下水环境现状，在评价区内布设 7 个水质监测点，具体水质监测点布设见表 4.4-1 及附图 13，水位监测点和监测结果见表 4.4-2。其中保布承压水水质监测数据引用《2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目环境影响报告书》，监测时间为 2023 年 11 月 20 日，东地房子承压水水质监测数据引用《页岩油指挥部 2025 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》，监测时间为 2025 年 7 月 12 日，因引用的监测点均位于项目附近，均布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源等有控制意义的地点，且引用监测点的监测时间距离现在较近，在 2023 年和 2025 年，且监测因子齐全，监测方法规范，因此引用数据有效。

表 4.4-1 地下水水质监测点位

序号	监测点	经度	纬度	相对工程位置	备注
D1	九家子村	124.20975966	46.15383706	拟建 GY1-Q9-H5 井西南侧 848m	潜水
D2	烟房子村	124.17868336	46.11024295	拟建 GY1-Q9-H19 井西北侧 1083m	潜水
D3	查干温都	124.26169790	46.10634463	拟建 GY1-Q9-H22 井东北侧 553m	潜水
D4	孙保地房子	124.22996325	46.09088594	拟建 GY1-Q9-H20 井北侧 634m	潜水
D5	西曼代	124.20975966	46.15383706	拟建 GY1-Q9-H25 井东南侧 960m	潜水
D6	东地房子	125.02292801	46.49838450	拟建 GY1-Q9-H5 井西 3016m	承压水
D7	保布村	124.2907844	46.0471563	拟建生化站南侧 1410m	承压水

表 4.4-2 地下水水位监测点位和监测结果

序号	监测点位	监测层位	井深 (m)	水位埋深 (m)	水位标高 (m)	备注
1	九家子村	潜水	15	3.3	129.6	本次监测
2	烟房子村	潜水	15	3.2	129.8	本次监测
3	查干温都	潜水	16	3.4	130.1	本次监测
4	孙保地房子	潜水	21	3.2	130.5	本次监测
5	西曼代	潜水	15	11.0	127	本次监测
6	东地房子	承压	80	8.6	124.2	引用《页岩油指挥部 2025 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》，监测时间为 2025 年 7 月 12 日
7	北兴分场	潜水	20	7.9	127	引用《2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目环境影响报告书》，监测时间为 2023 年 10 月 9 日
8	保布	潜水	20	4.8	127	引用《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》，监测时间 2024 年 9 月 2 日

序号	监测点位	监测层位	井深 (m)	水位埋深 (m)	水位标高 (m)	备注
9	查干文都	承压	20	3.9	120	引用《2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目环境影响报告书》，监测时间为 2023 年 11 月 20 日
10	英格地房子	潜水	13	11.4	22	
11	英格地房子	承压	20	7.5	110	
12	保布村承压水	承压	21	3.5	120	
13	康平村	潜水	24	6.9	130.2	引用《松辽盆地北部古龙凹陷古页 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目环境影响报告书》，监测时间为 2023 年 11 月 9 日-10 日
14	李家窑	潜水	22	7.4	130.4	
15	前道拉宝	承压	130	3.0	130.7	

(2) 监测因子

选取与地下水环境因子相关水质指标，分别是 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、钡。

(3) 监测时间和频率

本次监测时间为 2025 年 12 月 4 日，引用时间为 2025 年 7 月 12 日、2023 年 11 月 20 日，每个点位采样 1 次。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.4-3。

表 4.4-3 地下水现状监测统计结果

序号	项目	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	标准值
1	K^+	1.08	1.09	1.05	1.04	1.06	0.5	1.28	/
2	Na^+	50.6	46	52.6	46.4	51.4	50.6	38.4	/
3	Ca^{2+}	66.75	64	63.75	58.76	52.88	57.6	55.4	/
4	Mg^{2+}	8	7.75	8.5	9.5	9	7.6	18.4	/
5	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	5L	/
6	HCO_3^-	346	311	336	293	308	254	162	/
7	Cl^-	9.24	11.2	7.01	28.79	3.43	31	66.2	/
8	SO_4^{2-}	0.306	0.848	0.292	3.46	0.261	20	66.2	/
9	pH	6.9	6.8	6.9	6.9	7	7.8	7.5	$6.5 \leq pH \leq 8.5$

10	氨氮	0.319	0.245	0.33	0.256	0.317	0.476	0.356	≤0.50
11	硝酸盐	0.235	0.204	0.342	0.165	0.186	0.24	2.03	≤20
12	亚硝酸盐	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.003L	0.016L	≤1
13	挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
14	氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.004L	0.002L	≤0.05
15	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
16	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.0001
17	铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
18	总硬度	200	192	194	186	169	325	119	≤450
19	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.0025L	0.010L	≤0.01
20	氟化物	0.26	0.248	0.147	0.375	0.269	0.3	0.721	≤1.0
21	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0005L	0.001L	≤0.005
22	铁	0.14	0.12	0.1	0.12	0.13	0.03L	0.17	≤0.3
23	锰	0.05	0.06	0.07	0.06	0.05	0.01L	0.03	≤0.1
24	溶解性总固体	287	224	231	207	195	528	245	≤1000
25	耗氧量（COD _{Mn} 法）	2.3	2.4	2.6	2.3	2.5	2.3	2.3	≤3.0
26	硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
27	总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	<2	<2	≤3.0
28	菌落总数	34	38	31	33	35	74	21	≤100
29	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
30	氯化物	9.24	11.2	7.01	28.79	3.43	31	66.2	≤250
31	硫酸盐	0.306	0.848	0.292	3.46	0.261	20	66.2	≤250
32	钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70
单位：mg/L pH：无量纲、总大肠菌群：MPN/100ml、菌落总数：CFU/ml									

4.4.2 地下水环境现状评价

（1）评价方法

采用单项评价标准指数法。

单项水质参数的标准指数为：

$$S_{i,j} = \frac{C_{i,j}}{C_{si}}$$

pH 的标准指数为：pH_j≤7.0

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

$$\text{pH}_j > 7.0 \quad S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

(2) 评价标准及评价因子

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准对地下水环境现状进行评价，评价因子与监测因子相同。

(3) 评价结果

现状评价结果见表 4.4-4。

表 4.4-4 地下水现状评价结果

监测项目	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7
pH	0.20	0.40	0.20	0.20	0.00	0.53	0.33
氨氮	0.64	0.49	0.66	0.51	0.63	0.95	0.71
硝酸盐	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.10
亚硝酸盐	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	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
汞	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
铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总硬度	0.44	0.43	0.43	0.41	0.38	0.72	0.26
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氟化物	0.26	0.25	0.15	0.38	0.27	0.30	0.72
镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铁	0.47	0.40	0.33	0.40	0.43	未检出	0.57
锰	0.50	0.60	0.70	0.60	0.50	未检出	0.30
溶解性总固体	0.29	0.22	0.23	0.21	0.20	0.53	0.25
耗氧量	0.77	0.80	0.87	0.77	0.83	0.77	0.77
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
菌落总数	0.34	0.38	0.31	0.33	0.35	0.74	0.21

石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯化物	0.04	0.04	0.03	0.12	0.01	0.12	0.26
硫酸盐	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.08	0.26
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

从评价结果我们可以看出，评价地区监测点位监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》中 II 类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求。

4.4.3 地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ （ $\text{Na} + \text{K}$ ）、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.4-5。

表 4.4-5 舒卡列夫分类表

含量 $>25\%\text{Meq}$ 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	$\text{HCO}_3+\text{SO}_4+\text{Cl}$	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
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 $<1.5\text{g/L}$ ，B 组 $1.5\text{-}10\text{g/L}$ ，C 组 $10\text{-}40\text{g/L}$ ，D 组 $>40\text{g/L}$ 。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 $M<1.5\text{g/L}$ ，阴离子只有 $\text{HCO}_3^->25\%\text{Meq}$ ，阳离子有 Ca 大于 $25\%\text{Meq}$ 。49-A 型，表示矿化度小于 $<1.5\text{g/L}$ 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。

评价范围内地下水中八大离子的检测结果统计计算见表 4.4-6。

表 4.4-6 八大离子的检测结果统计表

检测项目		D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7
K ⁺	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.01	0.03
	%Meq	0.44	0.48	0.43	0.46	0.48	0.22	0.55
Na ⁺	毫克当量浓度 (Meq/L)	2.20	2.00	2.29	2.02	2.23	2.20	1.67
	%Meq	35.30	34.05	36.83	34.94	39.51	38.42	27.80
Ca ²⁺	毫克当量浓度 (Meq/L)	3.34	3.20	3.19	2.94	2.64	2.88	2.77
	%Meq	53.56	54.48	51.33	50.89	46.75	50.30	46.12
Mg ²⁺	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.67	0.65	0.71	0.79	0.75	0.63	1.53
	%Meq	10.70	11.00	11.41	13.71	13.26	11.06	25.53
CO ₃ ²⁻	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	%Meq	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HCO ₃ ⁻	毫克当量浓度 (Meq/L)	5.67	5.10	5.51	4.80	5.05	4.16	2.66
	%Meq	95.51	93.87	96.44	84.47	98.02	76.35	45.01
Cl ⁻	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.26	0.32	0.20	0.81	0.10	0.87	1.86
	%Meq	4.38	5.81	3.46	14.26	1.88	16.01	31.61
SO ₄ ²⁻	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.01	0.02	0.01	0.07	0.01	0.42	1.38
	%Meq	0.11	0.33	0.11	1.27	0.11	7.64	23.38
阳离子总量 (mg/Meq)		6.23	5.87	6.21	5.77	5.66	5.73	6.01

阴离子总量 (mg/Meq)	5.94	5.43	5.71	5.69	5.15	5.45	5.90
阴阳离子相对 误差	-2.41%	-3.91%	-4.18%	-0.76%	-4.67%	-2.44%	-0.89%
矿化度(g/L)	0.46	0.38	0.40	0.35	0.35	0.66	0.33

结论：本工程所在地各监测点地下水潜水阴阳离子相对偏差-0.89%-4.67%，均小于 5%，说明监测数据可靠。

潜水地下水类型为 $\text{HHCO}_3\text{-Na+Ca}$ 型水，承压水地下水类型为 $\text{HCO}_3\text{+Cl-Na+Ca+Mg}$ 型水。

4.4.4 包气带污染现状调查

（1）调查点位

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，采样深度 0-20cm、20-40cm，调查点位见表 4.4-7。

表 4.4-7 包气带调查点位

序号	监测点	经度	纬度	备注
B1	已建井古页 2202H-Q9			污染调查点
B2	已建井古页 2202H-Q9 南 100m			清洁对照点
B3	已建 3-1#中心井场			污染调查点
B4	已建 3-1#中心井场南 100m			清洁对照点

（2）调查项目

pH、砷、镉、铅、铬（六价）、汞、石油类。

（3）调查时间与频次

2025 年 12 月 4 日进行一次调查。

（4）监测结果

监测结果见表 4.4-8。

表 4.4-8 包气带现状调查结果

监测项目	B1		B2	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm

Ph(无量纲)	6.5	6.5	6.4	6.4
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铅 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
铬 (六价) (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
石油类 (mg/L)	1.29	1.57	1.52	1.57
监测项目	B3		B4	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	6.4	6.5	6.5	6.5
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铬 (六价) (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
石油类 (mg/L)	1.43	1.45	1.82	1.85
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。				

从表 4.4-8 中可以看出，评价区域内污染调查点中砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、石油类浓度与清洁对照点相比没有明显变化，说明评价区域内包气带未受到污染。

4.5 声环境质量现状调查与评价

4.5.1 现状监测

（1）监测布点

对区域声环境进行了监测，具体监测点布设见表 4.5-1 及附图 13。

表 4.5-1 声环境监测点位置

监测点	经度	纬度	监测点与本工程位置关系	备注
拟建 GY1-Q9-H5 井井场			/	拟建位置噪声
拟建 GY1-Q9-H17 井井场			/	拟建位置噪声
拟建 GY1-Q9-H25 井井场			/	拟建位置噪声

(2) 监测因子

连续等效 A 声级。

(3) 监测时间

2025 年 12 月 4 日-12 月 5 日进行监测，监测时间为期两天，分昼间、夜间两个时段进行。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.5-2。

表 4.5-2 噪声现状监测统计表 [dB(A)]

监测点位	20251204		20251205	
拟建 GY1-Q9-H5 井井场	昼间：53	夜间：42	昼间：54	夜间：43
拟建 GY1-Q9-H17 井井场	昼间：53	夜间：45	昼间：53	夜间：45
拟建 GY1-Q9-H25 井井场	昼间：50	夜间：41	昼间：51	夜间：41
标准值	60		50	

4.5.2 现状评价

监测结果显示，评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.6 生态现状调查与评价

4.6.1 调查概况

4.6.1.1 调查范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）的要求，按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）考虑到调查范围要充分代表该区域的生态系统特点和生态完整性，生态调查范围应不小于评价范围，本工程陆生生态环境评价等级为二级，确定本工程评价范围为井场周围 50m 范围，临时道路两侧各 300m 范围，评价范围 3383.06hm²。

调查区域涵盖了区域自然系统生态完整性维护和敏感生态目标保护

所需要的区域，其中特别关注：项目直接影响区，如黑龙江省一般湿地区；可能受到工程实施间接影响的野生动物生境。

4.6.1.2 调查内容

本项目陆生生态评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ192022）关于生态现状评价内容及要求，二级评价区开展土地利用现状、陆生植被及植物资源现状、陆生脊椎动物现状、生态系统现状、景观生态现状、生态敏感区现状、调查区域存在的主要生态问题等现场详细调查。生态现状调查相关图件见附图 14。

土地利用现状调查：根据土地利用调查结果，编制土地利用现状图，统计评价范围内的土地利用类型及面积。

陆生植被及植物资源现状调查：评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种，采用物种丰富度、香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数等对评价范围内的植物物种多样性进行评价；根据植被和植物群落调查结果，编制植被类型图，统计评价范围内的植被类型及面积，采用植被覆盖度指标分析植被现状，图示植被覆盖度空间分布特点。

陆生脊椎动物现状调查：动物区系、物种组成及分布特征；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

生态系统现状调查：生态系统类型、面积及空间分布，编制生态系统类型分布图。

景观生态现状调查：包括景观类型、组成、结构。

生态敏感区现状调查：收集生态敏感区的相关规划资料、图件、数据，调查评价范围内生态敏感区主要保护对象、功能区划、保护要求等。

调查区域存在的主要生态问题，如水土流失、沙漠化、石漠化、盐渍化、生物入侵和污染危害等。调查已经存在的对生态保护目标产生不利影

响的干扰因素。

本次评价主要生态环境调查内容如下表所示。

表 4.6-1 评价范围主要生态环境调查统计表

调查内容	主要指标	评价作用
土地利用现状	土地利用类型、面积	了解区域土地利用情况，分析人为干扰状况
植被与植物资源	植物区系、植被类型、群落特征、物种组成及区系特征	分析生态结构、类型，计算环境功能；分析生态因子相互关系；分析生物多样性影响；明确主要生态问题及保护目标
动物群落	动物区系、物种组成及分布特征	
生态系统类型	生态系统的类型、面积及空间分布	
景观生态	类型、组成、结构、动态及变化	分析景观体系结构与功能，分析景观动态，明确景观保护目标
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	分析主要保护对象、生态功能现状，明确保护对象、生态功能目标

4.6.2 土地利用现状调查

评价区域土地利用现状基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视解译，本次遥感影像采用 QuickBird 的卫星影像结合 Landsat8 卫星影像数据，影像分辨率 10m，同时结合区域天地图、谷歌地图 0.5m 分辨率影像以及重点调查区域现场调查无人机航拍影像作为解译基础底图。按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）要求，通过人工目视判读遥感影像及现场调查核实，将评价范围内的土地利用类型按《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）中土地利用分类体系进行分类，形成土地利用现状矢量数据库，并以二级类型作为基础制图单位制作评价区域土地利用现状图。

对评价范围内各土地利用类型面积进行统计分析，结果如下表所示。根据统计结果，区域土地利用现状类型以旱地为主，面积为 1336.3hm²，占比为 39.5%。其次为天然牧草地为主，面积为 574.58hm²，占比为 16.98%。

表 4.6-2 评价范围土地利用现状统计表

土地利用分类	面积（hm ² ）	占比（%）
--------	----------------------	-------

一级类	二级类		
01 耕地	0101 水田	213.87	6.32
	0102 水浇地	26.17	0.77
	0103 旱地	1336.30	39.50
03 林地	0301 乔木林地	208.21	6.16
	0305 灌木林地	0.16	0.01
	0307 其他林地	41.05	1.21
04 草地	0401 天然牧草地	574.58	16.98
	0404 其他草地	172.32	5.09
06 工矿用地	0601 工业用地	5.73	0.17
	0602 采矿用地	22.17	0.66
07 住宅用地	0701 城镇住宅用地	0.05	0.00
	0702 农村宅基地	12.59	0.37
08 公共管理与公共服务用地	08H2 科教文卫用地	0.14	0.01
10 交通运输用地	1003 公路用地	8.91	0.26
	1004 城镇村道路用地	0.79	0.02
	1006 农村道路	37.83	1.12
12 其他土地	1202 设施农用地	0.60	0.02
	1204 盐碱地	230.91	6.83
	1206 裸土地	0.10	0.00
13 公用设施用地	13 公用设施用地	2.42	0.07
11 水域及水利设施用地	1102 湖泊水面	145.51	4.30
	1104 坑塘水面	197.68	5.84
	1107 沟渠	36.45	1.08
	1108 沼泽地	100.44	2.97
合计		3383.06	100

4.6.3 陆生生态现状调查

4.6.3.1 植物现状调查

(1) 样方调查概况

1) 调查时间

为掌握本项目工程所在区域的陆生生态背景情况，我单位组织专业人员于 2025 年 12 月 26 日在冬季进行了补充调查，参考了项目评价区 2023 年以来有关生态调查成果，包括《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》（2024 年 7~9 月）、《2025 年 Q9 油层产能项目环境影响报告书》（2024 年 11 月）、《2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目环境影响报告书》（2023 年 11 月）《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》（2025 年 11 月）等资料中植物现场调查成果，补充完善本项目植物现状调查，现有调查成果植物现状调查设置在植物生长旺盛期，调查时间为 2025 年 6 月 22-24 日和 7 月 12-14 日。

2) 样方设置原则及调查方法

样方设置原则：尽量在人为干扰较少的地方设置样方，针对不同植被类型和地形地貌条件，选取有代表性、典型性的样方进行调查。根据对调查区域的前期考察，考虑区域内的可达性，样方设置根据植被类型在本区域所在比例、重要性等进行设点，以期全面、客观反映该区域的植被类型、组成、结构等现状。为消除主观因素，避免取样误差，应两人以上进行观察记录。

调查方法：乔木样方面积为 10m×10m、草本样方面积为 1m×1m（若观测区域草地群落分布呈斑块状、较为稀疏或草本植物高大，应将样方扩大至 2m×2m）；乔木样方调查植株种名、高度、胸径、株数、郁闭度等指标，灌木和草本样方中需调查植株种名、高度、多度（多度按七级制计量，分别为：Soc.极多；Cop3.很多；Cop2.多；Cop1.尚多；Sp.

不多且分散；Sol.很少而稀疏；Un.个别或单株。） 、盖度等群落特征。并利用 GPS、罗盘等测定、记录样方的经纬度等地理信息。

3) 样方信息统计

根据评价区植被类型图，结合工程布置情况，在评价范围内的典型植被群系进行现场调查。本次调查了评价区内森林植被型组群系 2 种，为白桦林群系和榆林群系；草本植物植被型组群系 2 种，分别为羊草杂类草草甸草原、一年一熟粮食作物及耐寒经济作物；1 种水体植被型组群系；1 种人工建筑物和裸地，共设置了 15 个植被调查样方。本项目植物样方调查均布设于项目临时占地周边，调查类型涵盖评价范围内 6 种群系，样方数量满足导则中“二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个”的要求；调查样方重点布设于项目井场及进场道路临时占地周边区域，能够代表该区域的主要植被特征样方，设置基本合理。由于农业植被受季节性及人为干扰影响很大，本次农业植被调查通过当地居民采访和照片记录的方式进行。考虑到安全性和可达性，对于无法实地到达的群系，通过无人机航拍、资料查询、周边相同群系调查的方式完善无法实地到达群系的调查结果。调查样方表如下。样方设置见附图 15。

表 4.6-3 样方信息汇总表

样方序号	经纬度 (°)		海拔 (m)	样方面积 (m×m)	植被群系	所属生态类型	与项目位置关系	备注
	E	N						
1	124.2432	46.1600	132	20×20	白桦树群系	森林	GY1-Q9-H3 井场东北侧 30m 处	本次调查
2	124.2496	46.1643	132	20×20	白桦树群系	森林	GY1-Q9-H3 井场西北侧 30m 处	
3	124.2653	46.1491	131	20×20	白桦树群系	森林	GY1-Q9-H2 井场东侧 27m 处	
4	124.2301	46.0849	134	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H5 井场东南侧 42m 处	
5	124.2221	46.0638	131	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H4 井场西南侧 33m 处	
6	124.2323	46.0937	134	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H8 井场西南侧 20m 处	

样方序号	经纬度 (°)		海拔 (m)	样方面积 (m×m)	植被群系	所属生态类型	与项目位置关系	备注
	E	N						
7	124.2693	46.1698	129	20×20	羊草群系	草地	GY1-Q9-H5 井场南侧 40m 处	
8	124.2553	45.1426	129	1×1	羊草群系	草地	GY1-Q9-H26 井场北侧 5m 处 (骆驼脖子分场附近)	
9	124.2567	45.1778	131	1×1	羊草群系	草地	GY1-Q9-H11 井场北侧 216m 处	
10	124.2888	46.1427	130	1×1	芦苇群系	水生	GY1-Q9-H7 井场东南侧 21m 处	引用
11	124.2992	46.1360	125	1×1	芦苇群系	水生	GY1-Q9-H7 井场东南侧 530m 处	
12	124.2397	45.0993	126	1×1	芦苇群系	水生	GY1-Q9-H22 (耕地) 井场西南侧 40m 处	
13	124.2357	46.1034	128	1×1	蒲草群系	水生	GY1-Q9-H19 (耕地) 井场东侧 41m 处	
14	124.3089	46.0651	129	1×1	蒲草群系	水生	GY1-Q9-H12 (耕地) 井场东侧 50m 处	
15	124.2488	46.0581	127	1×1	蒲草群系	水生	GY1-Q9-H20 井场西侧 35m 处	

4) 植物多样性调查

样线设置原则：根据工程方案确定调查路线及调查时间，进行现场调查。路线规划结合调查范围、调查对象、地形地貌和实际情况，到达或非常接近评价区的最高和最低海拔地带，并涵盖了评价区内所有不同的植被、生境类型。在调查范围内按不同方向沿道路选择几条具有代表性的线路进行调查，沿途记载植物种类、采集标本、观察生境等，对集中分布的植物群落及重点调查区域进行样方调查。调查时以项目工程区为中心，向四周辐射调查。对珍稀濒危植物调查采取野外调查、民间访问和市场调查相结合的方法进行。对有疑问植物和经济植物采集凭证标本并拍摄照片。



图 4.6-1 现场样方、样线调查图

5) 样方样线设置合理性和代表性分析

植被调查取样的目的是通过样地的研究准确地推测评价区植被的总体，所选取的样地具有代表性，能通过尽可能少的抽样获得较为准确的有关总体的特征。根据样方设置原则及评价范围土地利用现状图，以及现场调查情况，本次在评价区域共设置 15 个样方，调查样方重点布设于评价区内的重要湿地以及项目占地等区域。根据植被类型图及样方调查表，调查点位内植被类型包括阔叶林、草地等。样方设置同时考虑了评价区不同地形和坡向等，因此，本次样方调查点设置兼具有代表性和重要性的原则，满足导则“根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个”要求，本次调查结合其他调查资料，能够涵盖植物生长旺盛的春季、秋季，植物的生长期、开花期和结果期，本次样方数满足新生态导则要求。

（2）评价区植被概况

1) 评价区植被区划

根据《中国植被区划》，本项目位于：温带南部针阔叶混交林区域—A 东北西部森林草原地带—2 松辽平原外围栎林草原区。

本项目位于松嫩平原中部，地势低平，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根

茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。区域内人工生态系统主要为农田。

2) 评价区植物组成与区系

①维管植物组成

根据现场调查，本项目评价范围内共有维管植物 142 种，隶属于 34 科、90 属；其中蕨类植物 1 科 1 属 2 种，占总科数的 2.9%，占总属数的 1.1%，占总种数的 1.4%；裸子植物 1 科 1 属 1 种，占总科数的 2.9%，占总属数的 1.1%，占总种数的 0.7%；被子植物物种数最多，有 32 科 88 属 140 种，占总科数的 94.2% 占总属数的 97.8%，占总种数的 97.9%。具体见下表。

表 4.6-4 评价区维管植物科属种统计表

门类		科数	所占比例/%	属数	所占比例/%	种数	所占比例/%
蕨类植物		1	2.9%	1	1.1%	2	1.4%
种子植物	裸子植物	1	2.9%	1	1.1%	1	0.7%
	被子植物	32	94.2%	88	97.8%	140	97.9%
合计		34	100.00	90	100.00	143	100.00

②植物区系分布

植物区系是在长期的地质历史过程中形成的，是植物群体及其周围的自然地理环境，特别是在自然历史条件的综合作用下长期演化的结果。通过植物区系成分的统计分析，可掌握该区域植物区系的组成和占优势科、属植物的组成，并通过与全世界、全国及周边区域植物区系成分的比较，明确该区域植物区系在全国植物区系中的特定地位。

在植物分类学上，属的形态特征相对稳定，并占有比较稳定的分布区；在演化过程中，随环境条件的变化而产生分化，表现出明显的地区性差异。同时，每一个属所包含的种常具有同一起源和相似的进化趋势。所以属比科更能反映植物系统发育过程中的进化与分化情况和地区特

征。

根据吴征镒关于中国种子植物属的分布区类型划分的原则，可以将评价区的种子植物 89 属分成 10 个分布类型。其成分所占比例见下表。

表 4.6-5 评级范围内种子植物区系分布类型表

分布区类型	属数	占非世界分布属数%
1 世界分布或广布	32	-
2 泛热带分布及其变型	4	4.49
3 热带亚洲和热带美洲间断分布	2	2.25
4 旧世界热带分布	2	2.25
5 热带亚洲和热带大洋洲分布	1	1.12
8 北温带分布及其变型	28	48.46
9 东亚和北美间断分布及其变型	3	3.37
11 温带亚洲分布	12	25.62
12 地中海、西至中亚分布	4	7.87
14 东亚分布及其变型	1	4.49
合计	89	100

由上表可知，本项目评价范围内的种子植物属可划分为 10 个类型，说明工程评价范围内植物区系类型复杂、多样。属数最多的为世界分布或广布型，共 37 属。其次为北温带分布及其变型，为 28 属，占非世界分布属数的 48.46%；再次为温带亚洲分布，为 12 属，占非世界分布属数的 25.62%；泛热带分布及其变型为 6 属，占非世界分布属数的 8.96%。这几种分布型为广域性分布，其他分布型所占属数较少。从属的分布区类型看，温带分布属数有 40 个，多于热带分布 27 个，因此，本项目评价范围主要表现出温带植物区系的特点。

3) 评价区主要植被概况

评价区位于温带半湿润气候向温带半干旱气候过渡带，属中温带大陆性气候。其基本特点是春季风大，气候干燥；夏季由于受东南季风影

响，天气温和，降水集中；秋季凉爽，常有早霜；冬季少雪，由于被强大的蒙古高压控制，在其影响下常刮偏北风，天气寒冷。根据现场调查，初步确认评估评价区共有维管植物 142 种，隶属于 34 科、90 属，评价范围暂未发现有国家及省级重点保护野生植物、红色名录极危、濒危、易危物种及古树名木的分布。评价区域森林覆盖率较低，形成了以白杨为主的人工纯林，林龄小，郁闭度一般，呈片状分布。灌丛植被以蒿柳灌丛分布较多，其为人工栽种的绿化树种。评价区草地面积占比较大，种类较多，草地植被以羊草、披碱草、芦苇、蒲草，草木犀等分布较多，呈块状分布。

（3）评价区主要植被类型与分布

评价区域植被类型图参照《1:1000000 中国植被图》及《〈中国植被志〉的植被分类系统、植被类型划分及编排体系》（方精云，2020）、《中国植被分类系统修订方案》（郭柯、方精云，2020）等资料中的植被分类体系，统计评价范围内的各植被类型的面积和占比情况，如下表所示。

表 4.6-6 评价范围植被类型面积统计表

序号	类型	面积（公顷）	占比（%）
1	白桦林	55.16	1.63
2	人工建筑物和裸地	17.95	0.53
3	水体	7.39	0.22
4	养草杂类草草甸草原	948.21	28.03
5	榆林	63.3	1.87
6	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物	2291.05	67.72
合计		3383.06	100

（4）评价区主要植被特征

1) 山杨群系

山杨耐旱；喜温；喜肥；速生；喜混交。多年生；花期长；在 1 月下

旬—3月上旬开花；果实成熟在6月底—8月上旬。是杨柳科杨属的植物，落叶乔木，高可达25米。树皮光滑灰绿色或灰白色，老树基部黑色粗糙；树冠圆形。叶子接近圆形，具有波浪状钝齿；早春先叶开花，雌雄异株，柔荑花序下垂，红色花药，苞片深裂，裂缘有毛；蒴果两裂。花期3-4月，果期4-5月。主要分布于中国黑龙江、内蒙古、吉林、华北、西北、华中及西南高山地区。生长于山坡、山脊和沟谷地带，常形成小面积纯林或与其他树种形成混交林。

在评价区呈岛屿状分布，面积较小。山杨林平均树高5-6m，平均胸径16cm，平均盖度为80%，多为人工栽种的山杨树林，少有灌木层植被，草本层常伴生有狗尾草、硬质早熟禾、碱蒿等。

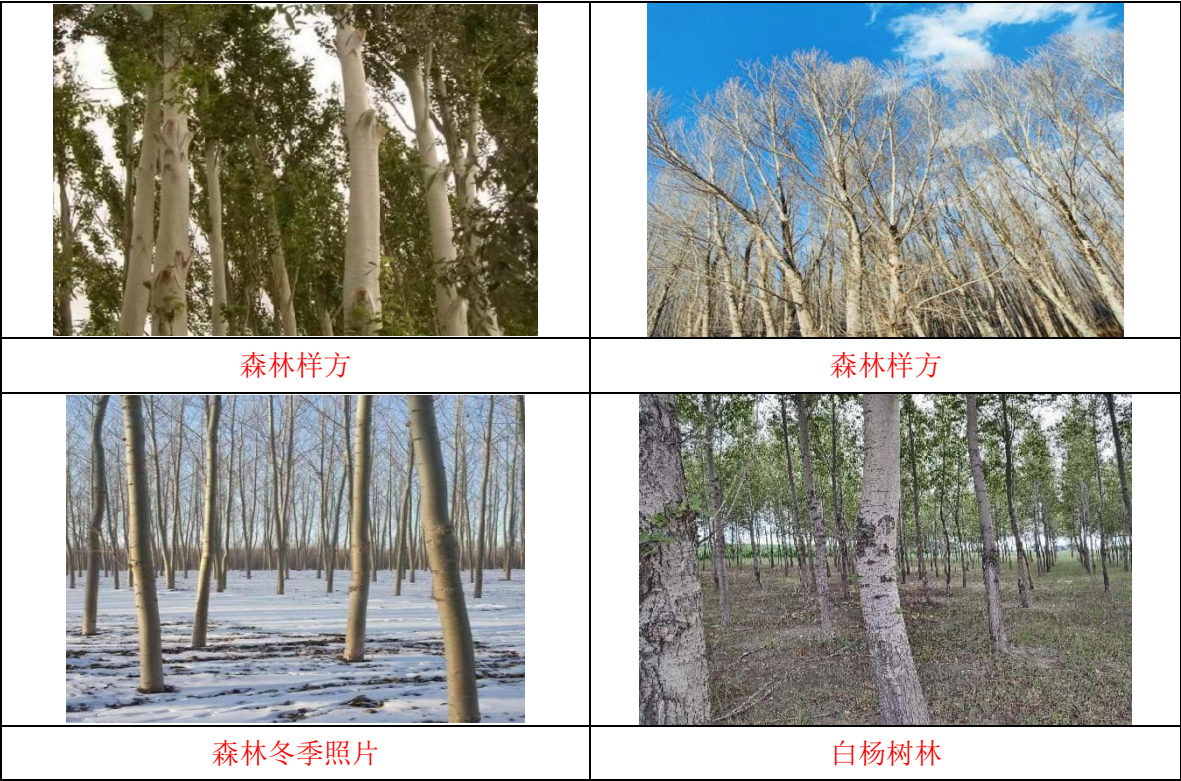


图 4.6-2 现场样方调查图

2) 羊草群系

多年生草本。又名碱草，它是欧亚大陆草原区东部草甸草原及干旱草原上的重要建群种之一。生于平原绿洲的阔叶林区、田边、地埂及天山、

准噶尔西部的草原带，海拔 600-2400m。分布在从北纬 36° 到北纬 62°，东经 120° 到 132° 的广泛范围内。中国境内约占一半以上。我国东北部松嫩平原及内蒙古东部为其分布中心，在河北、山西、河南、陕西、宁夏、甘肃、青海、新疆等省（自治区）亦有分布。羊草最适宜于我国东北、华北诸省（自治区）种植，在寒冷、干燥地区生长良好。春季返青早，秋季枯黄晚，能在较长的时间内提供较多的青饲料。

评价区羊草群系主要分布在评价区中南部，主要分布在林地旁、田边、道路旁，平均高度约为 45cm，平均盖度为 75%，常伴生有披碱草、碱茅、碱蒿等。

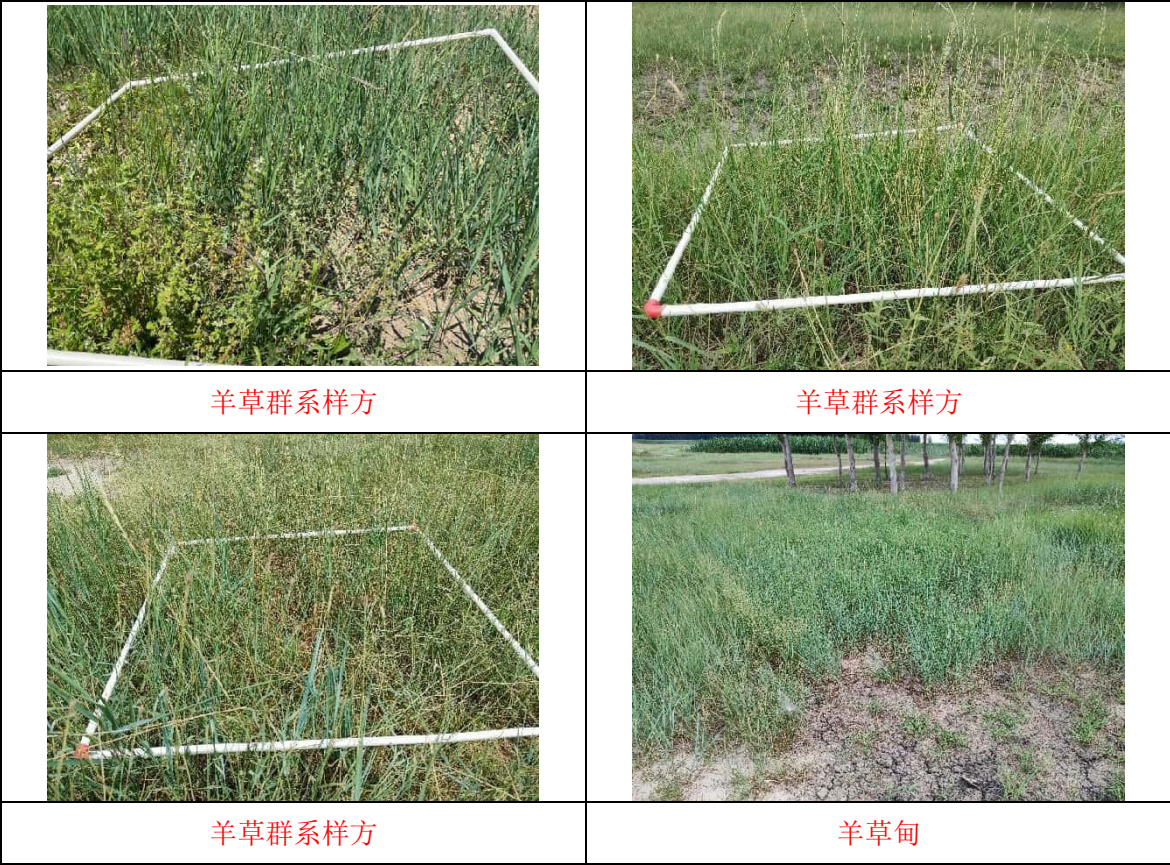


图 4.6-3 现场样方调查图

3) 披碱草群系

披碱草属多年生丛生草本植物，禾本科。秆直立，基部稍呈膝曲状，高 50-70cm。披碱草为旱中生、中生或中湿生，短寿命的疏丛型上繁草。

适应性广，对土壤要求不严，在瘠薄、弱酸、微碱或含腐殖质较高的土壤中均能生长。具有广泛的可塑性，能适应较为复杂的地形和气候条件。分蘖能力强。性喜肥，氮肥供应充足时，分蘖增多，株体增高，叶片宽厚，产量和品质也显著提高。披碱草特耐寒抗旱，在冬季-41℃的地区能安全越冬。根系发达，能吸收土壤深层水分；叶片具旱生结构。分布于中国内蒙古、河北、陕西、甘肃、青海、四川、新疆、西藏等省区。多生于草原或山坡道旁和林缘。

评价区披碱草群系主要分布在田边、道路旁，平均高度约为 50cm，平均盖度为 70%，常伴生有羊草、星星草、碱茅、碱蒿等。

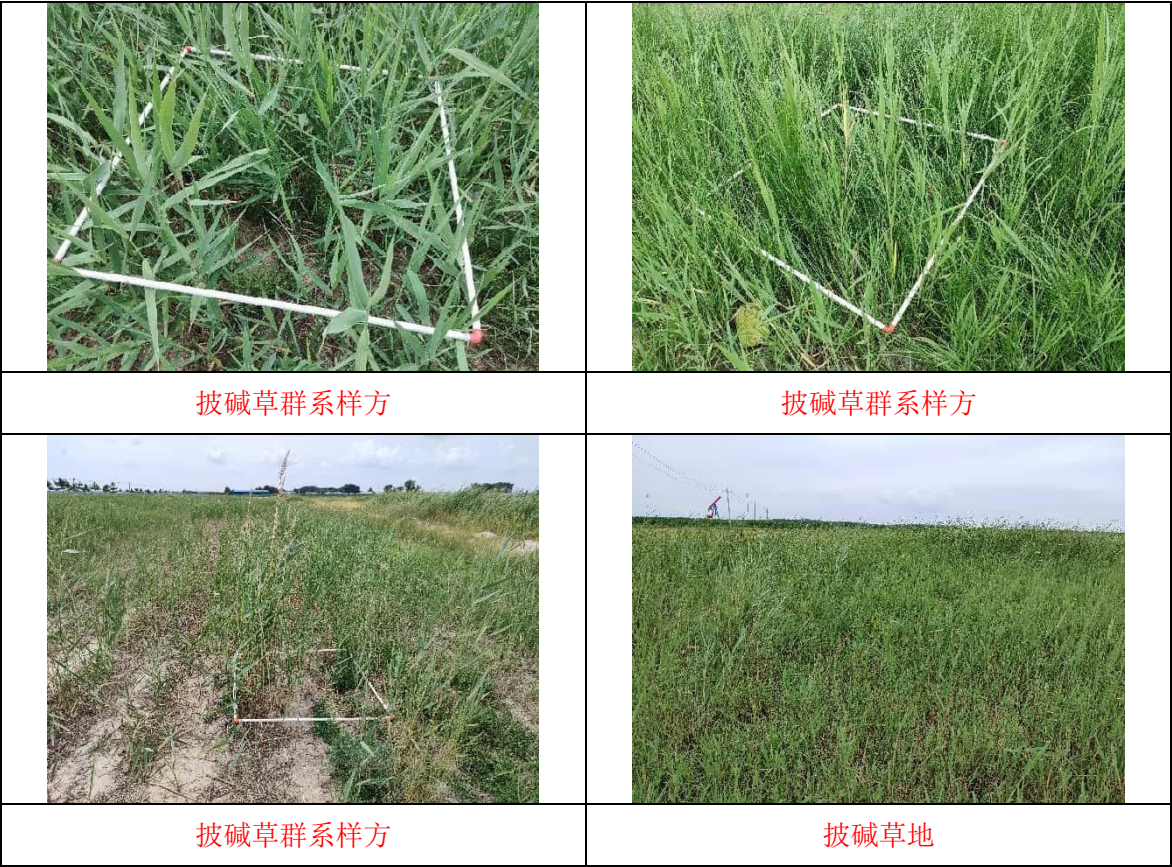


图 4.6-4 现场样方调查图

4) 芦苇群系

芦苇多年生，根状茎十分发达。芦苇分布在中国各地，常见于江河湖

泽、池塘沟渠沿岸和低湿地。芦苇能适应不同的生态环境，喜生于沼泽地、河漫滩和浅水湖等环境的称之为湿地芦苇；分布在干旱区绿洲农田外围、盐碱地，甚至一些沙漠区域等环境的称之为旱生芦苇。

评价区芦苇群系主要分布在湿地、水域附近，平均高度约为 1.3m，平均盖度为 65%，常伴生有碱菀、香蒲、水蓼、沼生柳叶菜等。

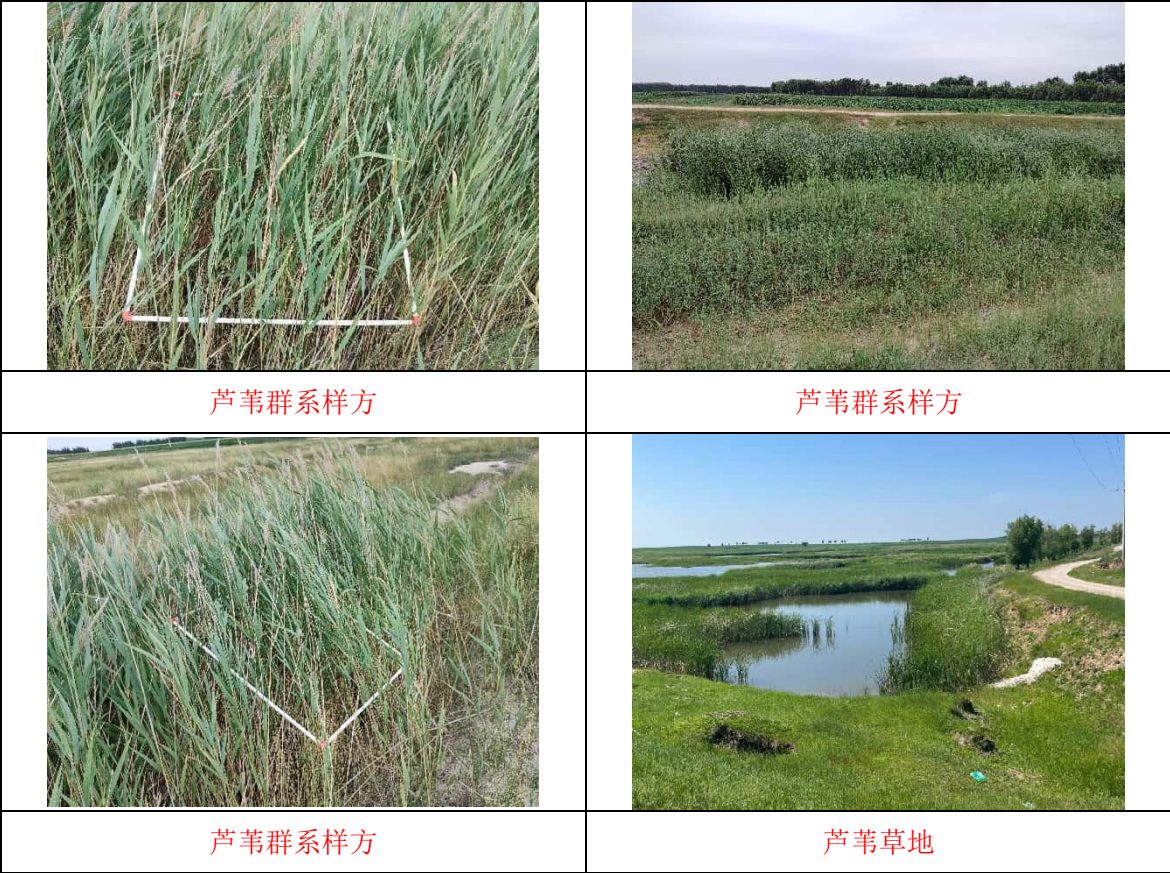


图 4.6-5 现场样方调查图

5) 蒲草群系

香蒲是香蒲科香蒲属的多年生水生或沼生草本植物。香蒲地上茎粗壮，向上渐细；叶片条形，光滑无毛；雌雄花序紧密连接，花序轴具白色弯曲柔毛；小坚果椭圆形至长椭圆形，果皮具长形褐色斑点；种子褐色，微弯；花果期 5-8 月。本植物与水菖蒲形态相似，但水菖蒲根具臭气，又名臭蒲；而本种根无臭气，故名香蒲。香蒲原产于中国东北、华北、西北、

华东和西南等地，在菲律宾、日本、俄罗斯及大洋洲也有分布。香蒲喜强光照；喜温暖，不耐寒；耐湿；不耐肥，不择土壤。香蒲采用分株或播种的方法繁殖。

评价区蒲草群系主要分布在湿地、水域边缘，平均高度约为 1.3m，平均盖度为 65%，常伴生有狗尾草、矮蒿、披碱草等。

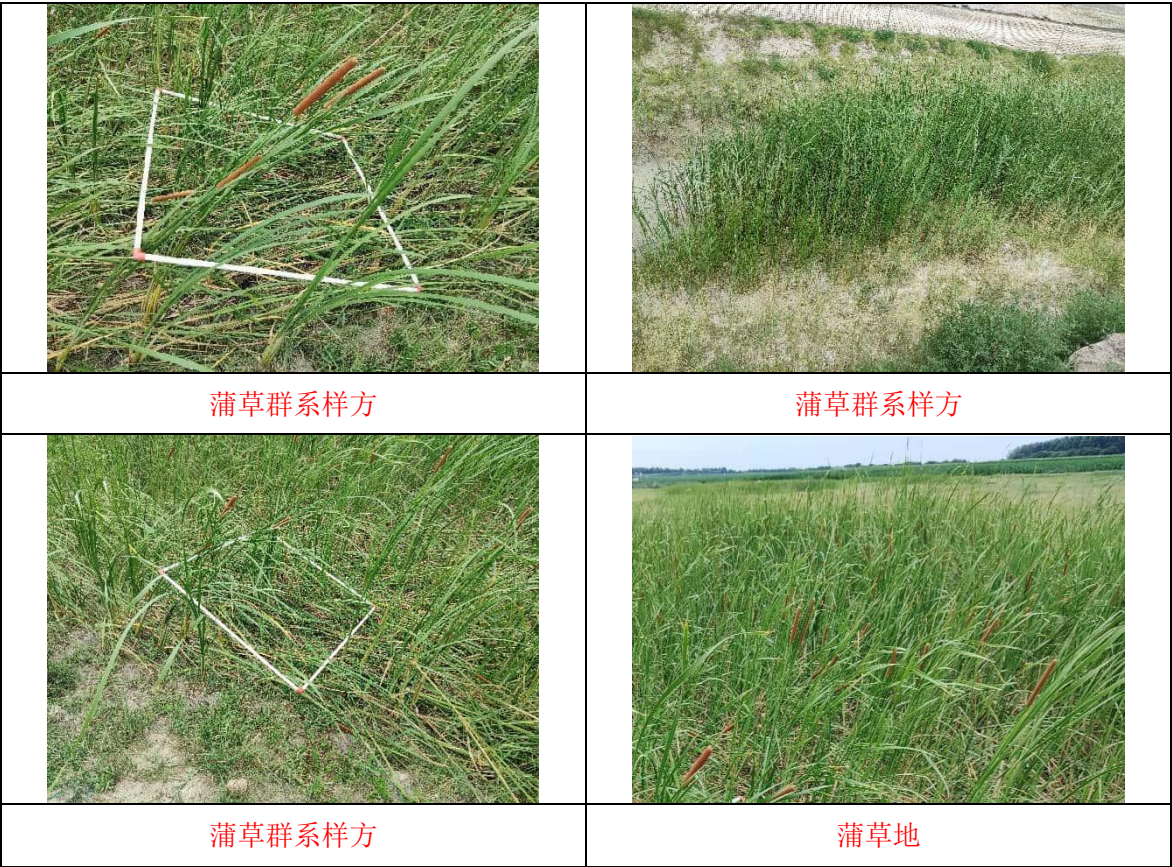


图 4.6-6 现场样方调查图

6) 农业植被

评价区内耕地面积占比较大，为 1576.34hm²，占评价区总面积的 46.6%。受水源和地势限制其主要耕作方式为一年一熟，以水稻、玉米、花生为主，通常为春季种植，夏季生长，秋季收获，冬季休耕。



图 4.6-7 现场样方调查图

(5) 植被覆盖度

采用植被覆盖度指标定量分析评价范围内植被现状。通过遥感手段，采用归一化植被指数（NDVI）方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI 计算公式如下：

$$NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$$

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

$NDVI$ —所计算像元的 $NDVI$ 值；

$NDVI_v$ —纯植物像元的 $NDVI$ 值；

$NDVI_s$ —完全无植被覆盖像元的 $NDVI$ 值。

本次计算采用的遥感影像数据为评价区域 2023 年 9 月哨兵二号（Sentinel-2）L2A 级数据产品，影像分辨率 10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。采用 ENVI 软件平台计算 FVC，并用 GIS 制作评价范围内植被覆盖度空间分布图。

基于植被覆盖度数据进行空间统计，评价区植被平均覆盖度为 48.98%，评价范围内植被覆盖度较高。对覆盖度不同取值范围分区统计，

评价区植被覆盖度主要为高覆盖度（≥80%）面积占比为 10.06%；中高覆盖度（60-80%）面积占比为33.84%；中覆盖度（40-60%）面积占比为18.87%；中低覆盖度（20-40%）面积占比 30.42%；低覆盖度（0-20%）面积占比为 6.81%。对评价范围内不同覆盖度等级进行统计分析，具体如下表所示。

表 4.6-7 评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度（%）	面积（hm ² ）	占比（%）
0-20（低覆盖度）	230.44	6.81
20-40（中低覆盖度）	1029.15	30.42
40-60（中覆盖度）	638.25	18.87
60-80（中高覆盖度）	1144.98	33.84
≥80（高覆盖度）	340.24	10.06
合计	3383.06	100.00

（6）重要野生植物及古树名木

通过查阅资料和现场调查、访问后，根据查阅对照《国家重点保护野生植物名录》《黑龙江省重点保护野生植物名录（第一批）》《中国生物多样性红色名录高等植物卷（2020）》等相关资料，本次调查期间在评价范围内暂未发现有国家、省级重点保护野生植物等重要野生植物，无挂牌的名木古树。

（7）植物多样性调查

生物多样性是生物（动物、植物、微生物）与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，物种多样性常用的评价指标包括物种丰富度、香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数等。

物种丰富度（speciesrichness）：调查区域内物种种数之和。

香农-威纳多样性指数（Shannon-Wienerdiversityindex）计算公式为：

$$H' = -\sum_{i=1}^S P_i \ln P_i \quad J=H'/\ln S$$

式中：J——Pielou 均匀度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i ——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

Simpson 优势度指数与均匀度指数相对应，计算公式为：

$$D = 1 - \sum_{i=1}^S P_i^2$$

式中：D——Simpson 优势度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i ——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

物种丰富度为调查区域内植物的物种种数之和。通过野外现场调查对现场采集的照片及实物标本查阅《中国高等植物图鉴》及《中国植物志》等相关专著进行鉴定，初步确认评估评价区共有维管植物 142 种，隶属于 34 科、90 属，物种丰富度一般。

根据评价区 15 个样方的资料统计，评价区维管植物香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数平均分别为 1.38、0.69、0.70，物种多样性指数一般。

（8）永久基本农田调查

评价范围共有耕地 1576.34hm²，本项目共占用基本农田 27.835hm²，其中永久占用 1.875hm²，临时占用 25.96hm²。本项目为油田开发项目，属于国家能源设施重点建设项目，根据油层地质勘查，本项目拟建井场部分位于永久基本农田内，无法避让基本农田，在本项目用地审批程序及占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”的前提下，符合土地利用总体规划要求。

4.6.3.2 动物现状调查

（1）陆生动物资源调查

1) 调查时间

由于项目开展急促，项目施工期短暂，项目陆生动物资源主要通过资料查询、访问调查和实地调查等方法进行调查。本单位组织专业人员分别于2025年6月22-24日、7月12-14日、12月26日分别对评价区进行了现场植物调查，项目植物现状调查设置在植物生长旺盛期，同时在冬季进行了补充调查，参考了项目评价区2023年以来有关生态调查成果，包括《大庆油田古龙页岩油Q9油层产能建设工程项目环境影响报告书》（2024年7~9月）、《2025年Q9油层产能项目环境影响报告书》（2024年11月）、《2023年页岩油古页8H1井区扩大项目环境影响报告书》（2023年11月）《页岩油指挥部2026年106口井钻井工程环境影响报告书》（2025年11月）等资料中植物现场调查成果，补充完善本项目植物现状调查，满足导则要求。

2) 调查方法及内容

文献资料收集：查阅之前有关动物考察的资料，收集当地及其邻近地区的相关文献，初步拟出该地区的动物名录。

访问调查：走访当地相关部门的工作人员、熟悉野生动物的村民和护林员，请他们介绍在当地见到过的动物，并描述其主要特征，以了解当地动物的种类、数量和分布。

样线调查：陆生动物现状调查以样线法为主，样线设置要涵盖不同海拔的生境类型。调查中记录物种名、数量、海拔、生境类型，以及记录样线地理位置、小地名、经纬度、调查时间和调查人员等。确定陆生动物名录时，以野外调查结果为主，同时参考《黑龙江省兽类志》《黑龙江省两栖爬行动物志》《黑龙江流域常见国家重点保护野生动物图册》《东北鸟类大图鉴》《黑龙江省鸟类志》等和已经发表的与动物物种多样性有关的专著和论文。在以上调查和收集资料基础上，确定各类动物名录，分析各大类群物种组成、区系特征、国家和省级重点保护物种，估计它们的数量和分布特征。

结合《生物多样性观测技术导则陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）附

录 B、2017 年生态环境部发布的《县域陆生哺乳动物多样性调查与评估技术规范》附录 A 生境类型表中的第一层次划分结果,将生境类型分为林地、草地、湿地、农田、城镇、荒漠、冰川/永久积雪、裸地、其他等 10 种。本次评价范围生境类型有森林、草地、湿地、农田、城镇、荒漠 6 种生境,在评价区内共设置 8 条样线(与植物样线一致)。样线穿越各类生境次数分别为:林地 4 次、草地 7 次、农田 10 次、城镇 3 次、湿地 6 次荒漠 3 次。在对工程永久占用或施工临时占用区域开展详细调查时,除查明占用区域是否分布有重要物种及重要生境外,也结合植物植被样方调查同步开展野生动物调查。样线具体点位和长度结合生境以及道路可达性进行设置,观测时行进速度大概为 1-3km/h,样线长度为 1000-5000m。样线设置具体如下表所示。

表 4.6-8 样线点位设置信息表

编号	生境类型	样线起点坐标		样线终点坐标		长度 (m)	海拔差 (m)
		经度	纬度	经度	纬度		
1	草地-农田-林地	124.2346	46.1526	124.2871	46.1519	4045	2
2	湿地-农田-林地	124.2408	46.1140	124.2573	46.0928	2775	2
3	农田-草地-湿地	124.2603	46.0749	124.2858	46.0479	4150	2
4	湿地-农田-草地	124.2498	46.0542	124.2530	46.0434	1370	2
5	草地-农田-林地	124.2246	46.0798	124.2278	46.0947	2470	7
6	湿地-城镇-农田	124.1880	46.1236	124.1976	46.1015	3534	2
7	湿地-草地-农田	124.2442	46.0249	124.2736	46.0390	2935	11
8	城镇-农田-草地	124.2042	46.0604	124.2410	46.0593	3518	5
9	草地-农田-荒漠	124.3152	46.1581	124.4529	46.5252	2878	5
10	城镇-林地-荒漠	124.4563	46.7845	124.6532	46.6765	4189	12
11	湿地-荒漠-农田	124.3455	46.4583	124.2387	46.4588	3564	8

备注: 8 样线为引用《2025 年 Q9 油层产能项目环境影响报告书》中生态调查, 1-7 样线引自《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》中生态调查。

本项目动物样线调查均布设于项目临时占地周边，调查类型涵盖评价范围内林地、草地、湿地、农田、城镇、荒漠 6 种生境，样线数量满足导则中“二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条”的要求，能够代表该区域的主要动物分布特征，样线设置基本合理；上述引用动物样线调查结果来源于《2025 年 Q9 油层产能项目环境影响报告书》中生态调查数据，其调查时间为 2024 年 11 月 1 日-5 日，满足导则要求“引用的生态现状资料其调查时间宜在 5 年以内”的要求，5 位于 GY1-Q9-H26（古页 1 区块）井场生态调查区域，因此引用调查结果资料有效，引用项目属于本项目现有工程内容，样线布设位置与本项目工程位置关系见附图 15。

3) 动物样线设置合理性和代表性分析本次陆生二级评价结合了调查范围、调查对象、地形地貌和评价区实际情况，开展了样线调查，样方尽可能结合了评价区地貌类型、海拔段、坡位、坡向等因素，涵盖了评价范围内不同的植被类型、生境类型。根据评价区生境类型，结合工程布置情况，以评价区森林、草地、湿地、农田、城镇、荒漠 6 种生境为主，共布设 18 条样线。样线穿越各类生境次数分别为：森林 7 次、灌丛 3 次、草地 9 次、农田 16 次、城镇 5 次、湿地 13 次。二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 条的要求。

（2）野生动物种类组成

1) 评价范围动物地理区划

根据《中国动物地理区划》，本项目位于：古北界—东北区—松花江和辽河平原亚区。

本项目区域内农业开发历史悠久，具有大片农耕景观，栖息于农田的小型兽类得到很大发展，如黑线仓鼠、草原黄鼠等；食肉目动物在本项目范围内极度匮乏，偶见狐等。四季分明的季节变化，对动物的生命活动产生显著影响，每当春末夏初和秋季，许多广适性鸟类在本区常形成季节性高峰，到冬季则大多迁往南方越冬，常见有家燕、麻雀等。两栖爬行动物

以中华蟾蜍、花背蟾蜍等北方广布种较为常见。

2) 项目所在区域野生动物基本情况

通过野外调查并整理相关文献资料得知,项目所在区域内分布有脊椎动物 17 目 30 科 61 种,其中两栖动物 1 目 1 科 2 种,爬行动物 1 目 2 科 4 种,鸟类 9 目 18 科 31 种,哺乳动物 4 目 6 科 9 种。从区系组成来看,属古北界的有 48 种,占总数的 78.69%;属东洋界的有 3 种,占总数的 4.92%;属广布种的有 10 种,占总数的 16.39%。说明区域内野生动物区系以古北界为主。占地范围内未见保护动物出没,评价区内野生动物调查情况如下:

表 4.6-9 评价区野生动物数据统计

纲	目	科	种	东洋界	古北界	广布种
两栖纲	1	1	2	/	2	/
爬行纲	1	2	4	/	4	/
鸟纲	9	19	31	2	17	8
哺乳纲	4	6	9	/	9	/
合计	17	30	61	3	48	10

(3) 野生动物类型与分布

1) 两栖动物现状

①种类、数量以及分布

根据实地调查和访问结合《黑龙江省两栖爬行动物志》文献资料,评价区有两栖动物 1 目 1 科 2 种。分别为蟾蜍科的花背蟾蜍和中华蟾蜍。

②区系组成

根据实地调查和访问结合《黑龙江省两栖爬行动物志》文献资料,从分布型来看有 1 种,为北-华北型。从区系组成看均为古北界。

③物种生态类型

以生态类型来看,评价区内两栖动物均为陆栖型,多栖息在林灌草丛和水域附近。

表 4.6-10 评价区两栖动物名录

目	科	种	种拉丁名	分布型	区系	来源
无尾目	蟾蜍科	中华蟾蜍	<i>Bufogargarizans</i>	X	古	访问
		花背蟾蜍	<i>Strauchbuforaddei</i>	X	古	资料

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：C：全北型；M：东北型；S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型；X：东北-华北型；Y：贵高原。（3）中国多样性红色目录：EX：灭绝、EW：野外灭绝、CR：极危、EN：濒危、VU：易危、NT：近危、LC：无危、DD：数据不足、NE：未予评估。

2) 爬行动物现状

①种类、数量以及分布

根据实地调查和访问结合《黑龙江省两栖爬行动物志》文献资料，评价区有爬行动物 1 目 2 科 4 种。其中蜥蜴科 2 种、游蛇科 2 种。

②区系组成

从分布型来看有 3 种，其中北-华北型 2 种、古北型 1 种、季风型 1 种。从区系组成看均为古北界。

③物种生态类型

评价区内的爬行动物的生态型均为陆栖型，多栖息在山地森林灌草丛，荒坡灌草丛或田野、村舍、竹林及水域附近。

表 4.6-11 评价区爬行动物名录

目	科	种	种拉丁名	分布型	区系	来源
有鳞目	蜥蜴科	丽斑麻蜥	<i>Eremiasargus</i>	X	古	资料
		黑龙江草蜥	<i>Takydromusamurensis</i>	X	古	资料
	游蛇科	白条锦蛇	<i>Elaphedione</i>	U	古	资料
		红点锦蛇	<i>Elapherufldorsfa</i>	E	古	资料

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：C：全北型；M：东北型；S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型；X：东北-华北型；Y：贵高原。（3）中国多样性红色目录：EX：灭绝、EW：野外灭绝、CR：极危、EN：濒危、VU：易危、NT：近危、LC：无危、DD：数据不足、NE：未予评估。

3) 鸟类现状

在野外参照《生物多样性观测技术导则鸟类》(HJ710.4-2014)的要求用样线法和样点法相结合的方式使用搭载150mm-600mm镜头的相机进行统计调查,同时结合《东北鸟类大图鉴》《黑龙江省鸟类志》等文献资料确定其种类组成及其种群数量。此外对珍稀鸟类或大型鸟类加强访问调查,并参考《中国鸟类野外手册》《中国鸟类图鉴》进行确认,同时结合文献资料进行整理和分析。

①种类、数量以及分布

评价区内鸟类有9目19科31种。其中,以雀形目鸟类最多,共16种,占评价区鸟类总数的51.6%;非雀形目15种,占评价区鸟类总数的48.4%。评价区域最常见的是喜鹊、麻雀,它们常常成群活动,这些种类可视为评价区鸟类群落的优势种。草原、村落类型鸟类为常见、优势种类。

②区系组成

从分布型来看有6种,其中古北型9种、广泛分布型8种、东北型5种、全北型4种、东洋型2种、季风区型2种。从区系组成看有3种,其中东洋界2种、古北界17种、广布种8种。

3) 物种生态类型

评价区内鸟类的生态型主要为涉禽、陆禽、攀禽、鸣禽。涉禽的嘴、颈和脚都比较长,脚趾也很长,适于涉水行进,不会游泳,常用长嘴插入水底或地面取食,它们在调查区主要栖息于河岸、水田和池塘附近。陆禽体格结实,嘴坚硬,脚强而有力,适于挖土,多在地面活动觅食,它们主要分布于调查区林缘地带、农田区域以及城镇村落;攀禽嘴、脚和尾的构造都很特殊,善于在树上攀缘,它们主要分布于开阔地带或林地中,也有部分也在林缘或村庄周围活动;鸣禽一般体形较小,体态轻捷,活泼灵巧,鸣管和鸣肌特别发达,善于鸣叫和歌唱,且巧于筑巢,其生活习性多种多样,广泛分布于调查区各类生境中,如树林、灌丛、农田及水域附近等,其中分布于树林和灌丛生境的种类较多。

根据资料调查,评价区内鸟类名录见表4.4.3-11。其中除大嘴乌鸦外

的鸟类均属于国家三有保护动物，无重点保护动物，根据样线调查结果，调查期间未发现上述保护鸟类动物，评价范围内未发现其栖息地，工程占地也不占用其栖息地。

表 4.4.3-12 评价区鸟类名录

目	科	中文名	学名	分布型	区系
鸽形目	鸠鸽科	山斑鸠	<i>Streptopeliaorientalis</i>	E	古
鹤形目	秧鸡科	白骨顶	<i>Fulicaatra</i>	O	广
鸨形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	<i>Himantopus himantopus</i>	O	广
鸨形目	鸨科	灰头麦鸡	<i>Vanellus cinereus</i>	M	古
鸨形目	鸥科	红嘴鸥	<i>Chroicocephalus ridibundus</i>	U	古
鸨形目	鸥科	鸥嘴噪鸥	<i>Gelochelidon nilotica</i>	O	广
鸨形目	鸥科	普通燕鸥	<i>Sterna hirundo</i>	C	古
鸨形目	鹬科	扇尾沙锥	<i>Gallinago gallinago</i>	U	古
鸨形目	鹬科	林鹬	<i>Tringa glareola</i>	U	古
鸡形目	雉科	鹌鹑	<i>Coturnix japonica</i>	O	广
鸡形目	雉科	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	O	广
鸢形目	鸢科	普通鸢	<i>Phalacrocorax carbo</i>	O	广
鸢形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	O	广
鸢形目	鸢科	小鸢	<i>Tachybaptus ruficollis</i>	W	东
雀形目	鹁鸪科	白鹁鸪	<i>Motacilla alba</i>	U	古
雀形目	雀科	麻雀	<i>Passer montanus</i>	U	古
雀形目	文须雀科	文须雀	<i>Panurus biarmicus</i>	O	广
雀形目	鹀科	红颈苇鹀	<i>Emberiza yessoensis</i>	K	古
雀形目	鹀科	白眉鹀	<i>Emberiza tristrami</i>	M	古
雀形目	鹀科	灰头鹀	<i>Emberiza podocephala</i>	M	古
雀形目	鸦科	喜鹊	<i>Pica pica</i>	C	古
雀形目	鸦科	大嘴乌鸦	<i>Corvus macrorhynchos</i>	E	古

目	科	中文名	学名	分布型	区系
雀形目	燕科	家燕	Hirundorustica	C	古
雀形目	燕科	毛脚燕	Delichonurbicum	U	古
雀形目	燕雀科	金翅雀	Chlorissinica	M	古
鹈形目	鹭科	苍鹭	Ardeacinerea	U	古
鹈形目	鹭科	白鹭	Egretta garzetta	W	东
雁形目	鸭科	翘鼻麻鸭	Tadornatadorna	U	古
雁形目	鸭科	赤麻鸭	Tadorna ferruginea	U	古
雁形目	鸭科	赤膀鸭	Marecastrepera	U	古
雁形目	鸭科	绿头鸭	Anas platyrhynchos	C	古

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：C：全北型；M：东北型；S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型；X：东北-华北型；Y：贵高原。（3）中国多样性红色目录：EX：灭绝、EW：野外灭绝、CR：极危、EN：濒危、VU：易危、NT：近危、LC：无危、DD：数据不足、NE：未予评估。



图 4.6-8 现场拍摄图（引用）

4) 哺乳动物现状

①种类、数量以及分布

评价区内哺乳动物共有 4 目 6 科 9 种，其中鼠科 3 种、仓鼠科 2 种；

鼬科、兔科、鼯鼠科、猬科各 1 种。

②区系组成

从分布型来看有 4 种，其中全北型 1 种、中亚型 4 种、北-华北型 1 种、古北型 3 种。从区系组成看均为古北界。

③生态类型

根据评价区哺乳动物生活习性的不同，可以将上述种类分为半地下生活型穴居型和地面生活型 2 种生态类型：半地下生活型穴居型，主要在地面活动觅食、栖息、避敌于洞穴中，有的也在地下寻找食物，主要分布在评价区草地、农田及村落附近；地面生活型在地面上觅食、栖息的动物，部分物种偶尔上树，主要分布在调查区边缘草地、灌草地等人为活动较少区域。

表 4.6-13 评价区哺乳动物名录

目	科	种	种拉丁名	分布型	区系	来源
食肉目	鼬科	艾鼬	<i>Mustelaeversmanii</i>	M	古	资料
兔形目	兔科	蒙古兔	<i>Lepustolai</i>	D	古	访问
啮齿目	仓鼠科	黑线仓鼠	<i>Cricetulusbarabensis</i>	X	古	资料
		布氏田鼠	<i>Lasiopodomysbrandtii</i>	D	古	资料
	鼠科	巢鼠	<i>Micromysminutus</i>	U	古	资料
		褐家鼠	<i>Rattusnorvegicus</i>	U	古	访问
		小家鼠	<i>Musmusculus</i>	U	古	访问
	鼯鼠科	草原鼯鼠	<i>Myospalaxaspalax</i>	D	古	资料
食虫目	猬科	东北刺猬	<i>Erinaceusamurensis</i>	D	古	访问

注：（1）区系：东：东洋界；古：古北界；广：广布种。（2）分布型：C：全北型；M：东北型；S：南中国型；B：华北型；W：东洋型；O：广泛分布型；D：中亚型；U：古北型；E：季风区型；X：东北-华北型；Y：贵高原。（3）中国多样性红色目录：EX：灭绝、EW：野外灭绝、CR：极危、EN：濒危、VU：易危、NT：近危、LC：无危、DD：数据不足、NE：未予评估。

（4）重要野生动物

1) 重点保护动物

根据收集资料、现场调查和访问,结合《国家重点保护野生动物名录》《黑龙江省重点保护野生动物名录》(第一批)等,项目所在区域未分布有国家级及省级重点保护野生动物。

2) 中国生物多样性红色名录物种

根据收集资料、现场调查和访问,结合《中国生物多样性红色名录》,本次调查期间未发现红色名录中的极危、濒危、易危物种。

3) 特有种

通过查阅资料和现场调查、访问后,根据 2023 年颁布的《中国生物多样性红色名录脊椎动物卷(2020)》及现场调查,评价区内未发现有中国特有物种。

4.6.3.3 生态系统现状调查

(1) 评价区生态系统组成

按照《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)中生态系统分类体系,结合评价区域土地利用现状调查分析,评价区生态系统主要有森林生态系统、荒漠生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统和城镇生态系统等,以农田生态系统为主。

1) 森林生态系统

森林生态系统是以乔木为主体的生物群落(包括植物、动物和微生物)及其非生物环境(光、热、水、气、土壤等)综合组成的生态系统。是森林群落与其环境在功能流的作用下形成一定结构、功能和自调控的自然综合体。生态系统有四个主要的组成成分,即非生物环境、生产者、消费者和分解者。评价区内森林生态系统的面积为 250.39hm²,占评价区总面积的 7.40%。

①植被现状

森林生态系统的植被类型以落叶阔叶林为主，主要以杨树组成，呈片状分布于评价范围，在评价区内面积较大。森林生态系统在群落垂直结构上一般由乔木层、灌木层和草本层组成。评价区内的森林生态系统相对稳定。阔叶林乔木层以白杨为优势种，主要为幼中林，乔木层林间密度较大，较整齐。多为人工栽种的杨树林，少有灌木层植被，灌木层偶见伴生紫丁香。草本层盖度一般为 50%左右，层均高 0.3m，草本层常伴生有狗尾草、阿尔泰狗娃花、硬质早熟禾、羊草、披碱草等。森林生态系统在群落水平结构上，表现为片状。

②动物现状

评价区内野生动物主要以鸟类和小型兽类为主，鸟类主要有喜鹊、麻雀、白鹡鸰、喜鹊、乌鸦等，常见哺乳类主要有鼠科的小家鼠、布氏田鼠、黄胸鼠，兔科的蒙古兔等。

③森林生态系统特点与功能

评价范围森林生态系统植被以阔叶林为主，动植物组成较简单，生态系统空间结构和营养链式结构较简单，森林生态系统服务功能主要包括森林在涵养水源、保育土壤、防风固沙、固碳释氧、净化空气、生物多样性保护及森林游憩等方面提供的生态服务功能。森林生态系统内植被多以纯林为主，林相整齐，植被层次结构、层片结构相对简单；森林生态系统内群系组成单一，群落结构简单，动植物种类组成相对贫乏，食物网结构、营养结构相对较简单。



图 4.6-9 现场拍摄图

2) 荒漠生态系统

荒漠生态系统是以超旱生的灌木、半灌木和草本植物为主要植被类型的生态系统，评价区的荒漠面积为 233.52hm²，占评价区总面积的 6.90%，分布，主要分布在气候干旱、降水稀少的戈壁、沙地、盐碱地等地段，自然属性突出，受人为干扰程度较低。

荒漠生态系统相比森林、灌丛生态系统的空间结构和营养链式结构更为简单，评价范围荒漠生态系统分布。荒漠植物通常具有根系发达、叶片退化或肉质化、萌蘖能力强等特点，具有种类独特、分布受水热条件限制、生产力极低但抗逆性极强的特点。荒漠生态系统的生态服务功能主要包括防风固沙、遏制土地荒漠化扩张、维护区域生物多样性、碳汇存储、调节局部气候以及保护生态屏障等。

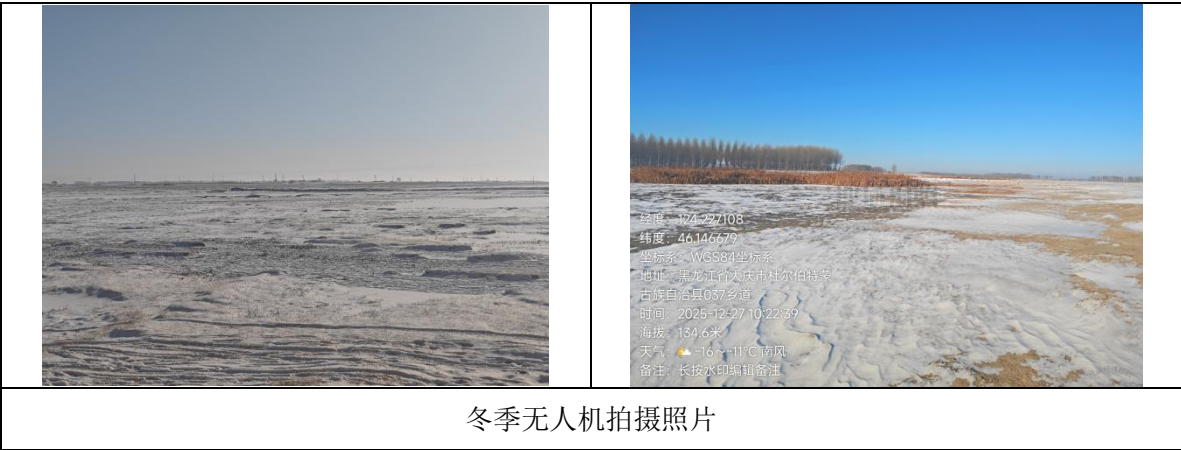


图 4.6-10 现场拍摄图

3) 草地生态系统

草地生态系统是灌丛群落与其环境在功能流的作用下形成一定结构、功能和自调控的自然综合体，是评价范围所属区域特殊的气候条件所形成的一种生态系统。通过卫片解译，评价区内草地群落的面积较小，为 768.28hm²，占评价区总面积的 22.71%。

①植被现状

评价区草地生态系统主要的群系有羊草、披碱草、芦苇、蒲草群系，主要在评价区公路沿线及路边荒地广泛分布，其高度为0.1-1.4m，盖度达90%。草地群落结构较简单，主要伴生种有碱茅、碱蒿、星星草、水蓼、沼生柳叶菜、阿尔泰狗娃花、狗尾草等植物。

②动物现状

草地生态系统为小型动物提供食物和栖息的场所，例如两栖类中的陆栖型种类，如中华蟾蜍等，爬行类中的黑龙江草蜥等；兽类中的小家鼠、黑线仓鼠、草原鼢鼠等，而鸟类中的陆禽、鸣禽等也主要活动于灌草丛中。

③草地生态系统特点与功能

评价范围草地生态系统主要由禾草类植物组成，生态系统面积较小，评价范围受人为活动及自然条件影响强烈，植被类型单一，群落结构简单，草地动植物种类及数量较少。草地生态系统以多年生草本植物占优势，具有耐旱、防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。



图 4.6-11 现场拍摄图

4) 农田生态系统

农田生态系统是以种植经济型作物为目的的生态系统，与各种自然生态系统和城镇生态系统之间有着极其密切的联系。农田生态系统为评价范围内的主要生态系统，通过卫片解译，农田生态系统在评价区内面积较大，为1597.42hm²，占比为47.22%。

①植被现状

农田生态系统中的植被以栽培植被为主，主要为农作物及经济作物。评价区域内农田生态系统组成主要为耕地、水田，耕地主要种植的农作物为玉米、水稻、花生等；村舍房屋附近还种植着各种蔬菜等。

②动物现状

由于农业生态系统中植被类型较为单一，植物种类较少，距离居民区较近而易受人为干扰，因此农业生态系统中动物种类不甚丰富。但农业生态系统中的水田为两栖类提供了合适的栖息环境，因此分布于其中的两栖类种类较多，爬行动物中的陆栖型种类也多在农田及周围活动。鸟类中人类伴居的种类在农田中多有分布，如麻雀、家燕等。

③农田生态系统特点与功能

农田生态系统为人工干预下的景观生态系统，其主要特点是人在生态系统中的作用非常关键，人的管理作用消失，农业生态系统就会很快退化，原来占优势地位的农作物就会被杂草和其他植物所取代。农田生态系统中的动植物种类较少，群落结构及物种组成较简单，常为单优群落。该系统的主要作用是为当地居民提供食物，并为当地居民提高经济收入，但对于保持水土流失及防止环境污染的作用是负面的。

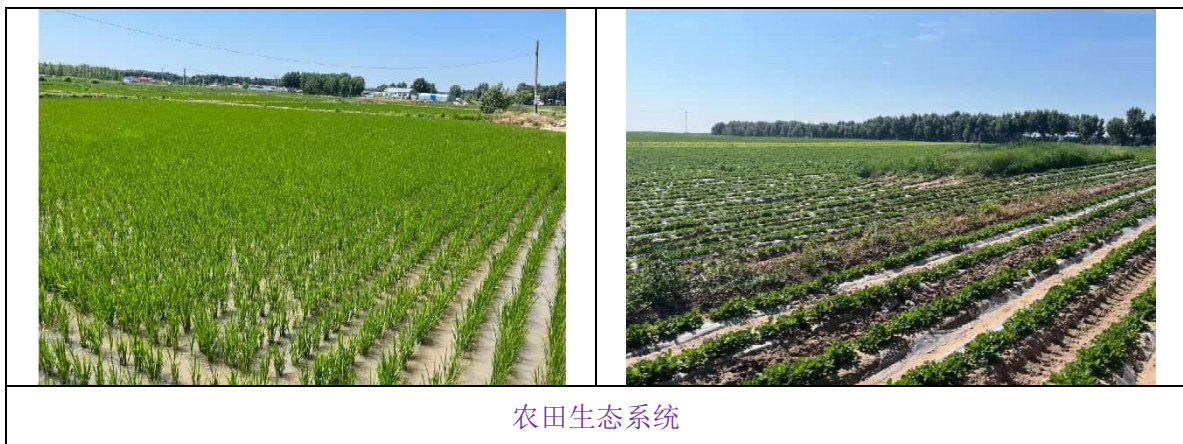


图 4.6-12 现场拍摄图

4) 湿地生态系统

湿地生态系统兼具着丰富的陆生和水生动植物资源，形成了其他任何

单一生态系统都无法比拟的天然基因库和独特的生物环境。评价范围有河流、湖泊、湿地等，通过卫片解译，湿地生态系统在评价区内面积为482.40hm²，占比为14.26%。

①植被现状

评价区内湿地生态系统面积较大，主要分布在公路、农田及城镇周边，湿地生态系统植被类型及群系组成简单，植物多以抗逆性较强的种类为主，常见有芦苇、香蒲、碱茅、碱蒿、狗尾草、水蓼等植物。

②动物现状

评价区内分布的动物在水生生态系统中分布的种类比较单一，包括两栖类、爬行类、兽类动物也需要到湿地取水，因此湿地是野生动物在评价区内不可或缺的栖息条件。

③湿地生态系统特点与功能

评价区域湿地生态系统结构简单，湿地植被类型单一，湿地动植物种类及数量较少。湿地生态系统特殊的土壤和气候提供了复杂且完备的动植物群落，它对于保护物种、维持生物多样性具有难以替代的生态价值。



图 4.6-13 现场拍摄图

5) 城镇生态系统

城镇生态系统是一个综合系统，由自然环境、社会经济和文化科学技术共同组成，它包括作为城市发展基础的房屋建筑和其他设施，以及作为城市主体的居民及其活动，在更大程度上属于人工系统，与自然生态系统

在结构和功能上都存在明显差别。根据卫片解译，城镇生态系统在评价区内面积为 51.05hm²，占比为 1.51%。

①植被现状

评价范围内城镇生态系统主要为村道、现状居民聚居点等，在公路路肩边缘生长有杨树、紫丁香、狗尾草、矮蒿、碱蒿、碱茅等，居民点常见植物有梨、玉米、水稻及各种蔬菜等。

②动物现状

由于城镇/村落生态系统受人类干扰因素大，故动物种类较少，主要为喜与人伴居的种类，包括鸟类的鸣禽，如家燕等；兽类以部分半地下生活型种类，主要为小型啮齿动物，如小家鼠、褐家鼠等。

③城镇生态系统特点与功能

评价范围城镇/村落生态系统内人为活动频繁，动植物种类及数量较少；评价范围城镇/村落生态系统内人口密度较小，产业性质以农业为主，与耕地等关系密切。城镇/村落生态系统的功能主要包括生物生产和非生物生产等。

(2) 生态系统面积分析

基于卫星遥感影像、现场调查核实，按照《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）要求，对评价区域生态系统开展遥感解译与调查，同时结合区域土地利用现状、植被类型等解译和调查结果，将评价范围内生态系统分为森林生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统等六大类，经过人机交互遥感解译、野外核查和精度验证，制作评价范围的生态系统类型图。

根据生态系统类型图，统计评价范围内各生态系统类型及面积，如下表所示。

表 4.6-14 评价范围生态系统面积统计表

序号	类型	面积（公顷）	占比（%）
1	农田生态系统	1597.42	47.22

2	森林生态系统	250.39	7.40
3	草地生态系统	768.28	22.71
4	湿地生态系统	482.40	14.26
5	城镇生态系统	51.05	1.51
6	荒漠生态系统	233.52	6.90
合计	/	3383.06	100

根据统计结果,评价区内农田生态系统面积最大,面积占比为 47.22%;除裸地或稀疏草本植被外,其次为草地生态系统,面积占比为 22.71%;湿地生态系统次之,面积占比为 14.26%;森林生态系统面积占比为 7.40%;其它生态系统类型面积都较小。

(3) 生态系统生物量估算

本项目乔木、灌丛和草丛植被的生物量计算依据现场测量进行估算,耕地植被的生物量计算依据当地统计年鉴中农作物产量等数据结合访问当地农民和村社干部园地和耕地得出数据。本项目评价区各种植被类型的面积、平均单位面积生产量和总生产量如下表。

本项目评价区总面积 3383.06hm²,由下表可知,评价范围总生物量为 49609.79t,其中以农田生态系统为主,生物量 33244.72t,占评价区总生物量的 67.02%;其次为草地生态系统,生物量 15579.29t,占评价区总生物量的 31.41%。

表 4.6-15 评价范围内不同生态系统植被类型生物量

生态系统类型	面积 (hm ₂)	单位面积生物量 (t/hm ²)	评价区总生物量 (t)
1 森林生态系统	250.39	94.80	33244.72
2 草地生态系统	768.28	1.32	689.65
3 湿地生态系统	482.40	/	/
4 农田生态系统	1597.42	7.50	15579.29
5 荒漠生态系统	233.52	/	/

生态系统类型	面积 (hm ²)	单位面积生物量 (t/hm ²)	评价区总生物量 (t)
6 城镇生态系统	51.05	/	/
合计			49606.79

(4) 生态系统生产力估算

根据《中国森林生态系统的生物量与生产力》《中国生态系统生产力区划》等相关研究,结合本次评价对现场测量乔木、灌丛、草丛植被生产力的计算结果进行校正。本项目评价区各生态系统植被的面积、平均单位面积生产力和总生产力如下表。

本项目评价区总面积 3383.06hm²,由下表可知,评价范围总生产力为 14900.29t/hm²·a,其中农田生态系统生产力达 9347.58t/hm²·a,占评价区总生产力的 62.73%;其次为森林生态系统,生产力达 2935.21t/hm²·a,占评价区总生产力的 19.70%。

表 4.6-16 评价范围内不同生态系统植被类型生产力

生态系统类型	面积 (hm ²)	单位面积生产力 (t/hm ² ·a)	评价区总生产力 (t/hm ² ·a)
1 森林生态系统	250.39	8.37	2935.21
2 草地生态系统	768.28	4.90	2560.06
3 湿地生态系统	482.40	/	/
4 农田生态系统	1597.42	4.50	9347.58
5 荒漠生态系统	233.52		
6 城镇生态系统	51.05		
合计			14900.29

4.6.4 景观现状调查

景观是拥有很强的空间异质性的区域,它是由大量不同形状、大小的斑块依据一定的规律组合而成的,一般来说,景观格局主要指景观在空间散布上的特征,具体反映出景观的异质性特征,各种类型的生态过程在不

同尺度上的功能在这里体现出来，包含组成单元类别、数目、分布和空间上的组合。景观格局变化对生物多样性产生直接而强烈影响，其主要原因是生境丧失和破碎化。在景观格局的研究中，经常会用到景观指数分析方法。景观格局指数是一种并不复杂的定量指标，可以充实景观格局的内容，展现其组织构成和空间形态组合。景观指数是用来可量测和描述单个以及一些类别的斑块，或者是定量指标空间结构的整个景观，它的主要价值在于配置可以用来比较不同种类的景观。景观指数分为三个级别，代表三种不同的应用尺度，即斑块级别指数、斑块类型级别指数和景观级别指数，可根据需要选取相应的指标，采用 FRAGSTATS 等景观格局分析软件进行计算分析。常用的景观指数如下：

斑块类型面积 **Classarea (CA)**：斑块类型面积是度量其他指标的基础，其值的大小影响以此斑块类型作为生境的物种数量及丰度。

斑块所占景观面积比例 **Percentoflandscape (PLAND)**：某一斑块类型占整个景观面积的百分比，是确定优势景观元素的重要依据，也是决定景观中优势种和数量等生态系统指标的重要因素。

最大斑块指数 **Largestpatchindex (LPI)**：某一斑块类型中最大斑块占整个景观的百分比，用于确定景观中的优势斑块，可间接反映景观变化受人类活动的干扰程度。

香农多样性指数 **Shannon'sdiversityindex (SHDI)**：反映景观类型的多样性和异质性，对景观中各斑块类型非均衡分布状况较敏感，值增大表明斑块类型增加或各斑块类型呈均衡趋势分布。

蔓延度指数 **Contagionindex (CONTAG)**：高蔓延度值表明景观中的某种优势斑块类型形成了良好的连接性，反之则表明景观具有多种要素的密集格局，破碎化程度较高。

散布与并列指数 **Interspersionjuxtapositionindex (IJI)**：反映斑块类型的隔离分布情况，值越小表明斑块与相同类型斑块相邻越多，而与其他类型斑块相邻的越少。

聚集度指数 Aggregationindex (AI)：基于栅格数量测度景观或者某种斑块类型的聚集程度。

评价区的景观类型包括森林、农田、荒漠、草地、湿地、城镇等 6 个类型。运用 ArcGIS 地理信息系统软件，根据野外植被调查情况，利用 ArcGIS 和 Fragstats 的统计分析功能可以得到各类景观要素的指数信息，结果见下表。

表 4.6-17 评价范围景观指数统计表

景观类型	CA(hm ²)	PLAND(%)	LPI(%)	IJI	AI
森林	250.39	10.28	1.67	23.39	28.16
农田	1597.42	60.91	22.33	57.38	47.85
草地	768.28	15.32	2.18	42.79	32.34
湿地	482.40	10.83	2.69	28.37	32.48

从上表可以看出，评价区内主要为农田景观，面积为 1597.42hm²，斑块占景观面积的 60.91%，最大斑块指数为 22.33%，散布与并列指数为 57.38，聚集度指数为 47.85；其次为草地景观，面积为 768.28hm²，斑块占景观面积的 15.32%，最大斑块指数为 2.18%，散布与并列指数为 42.79，聚集度指数为 32.34。农田景观聚集度指数最大，评价区内优势板块为农田景观，集中度高。

根据 Fragstats 的统计分析，评价区域内香农多样性指数为 1.03，蔓延度指数为 46.74，散布与并列指数为 48.89，聚集度指数为 46.06。总的来看，区域内景观生态体系的质量现状因区域内的自然环境、生物及人类社会之间复杂的相互作用而决定。本项目评价区整体上以农田为主，受人类干扰严重，人工化、单一化现象比较严重，且生物组分异质化程度较低，是明显带有人类长期干扰痕迹的区域。

4.6.5 黑土地现状调查

按照《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》部署，大庆市“十四五”

时期落实黑土耕地保护利用示范区 321 万亩，即大同区 35 万亩、肇州县 66 万亩、杜尔伯特蒙古族自治县 70 万亩、肇源县 75 万亩、林甸县 75 万亩。本工程位于杜尔伯特蒙古族自治县和大同区境内，本工程部分井场及道路占用基本农田，管道临时占用基本农田，属于黑土耕地风沙干旱类型区。

4.6.6 湿地保护区现状调查

本项目管道施工将临时占用湿地，占用面积约为 1.6hm²，占用的湿地图斑标识码分别为：230624211000005767、230624211000007163、230624211000007899，均为一般湿地，湿地类型为沼泽地。这三个湿地内水资源较匮乏，只有雨季才会有部分积水，其余季节均干涸，湿地内水生动物较少，很少有湿地水禽停留，不涉及丹顶鹤、东方白鹳等珍稀水禽的重要繁殖栖息地和迁徙停歇地。

4.6.7 区域主要环境问题

（1）水土流失现状调查

通过评价区现状调查及区域资料分析，评价区所在地位于大同区、杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县，该区存在着一定的水土流失问题。根据《黑龙江省人民政府关于公布水土流失重点防治区》的通知，杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县水土流失较为严重，为黑龙江省水土流失重点治理区；大同区资源开发和基本建设活动比较集中、频繁，损坏原地貌易造成水土流失，水土流失危害后果较为严重的区域，为黑龙江省水土流失重点监督区。因此，评价区存在较为严重的水土流失。施工过程中应加强管理，不会对生态保护目标产生不利影响。

（2）盐渍化现状调查

黑龙江省盐渍化土壤，属于内陆型盐渍土，集中分布在西部松嫩平原，以安达为中心的乌裕尔河和双阳河两条无尾河下游低湿地、碱泡子周围和波状起伏平原中大片的低洼地，区域地带性土壤为黑钙土、栗钙土，局部

为黑土，各种类型的盐渍土，以斑状、带状分布于这些地带性土壤中。包括大庆、杜尔伯特蒙古族自治县、安达、肇源、肇东、肇州、林甸、齐齐哈尔、青岗、兰西、明水、富裕泰来、甘南、龙江等 20 个市县。

大庆市地区盐渍化土地 3000 多公顷，占荒漠化总面积 60%，地表多为盐、碱斑，仅生长少量碱草、碱蓬等耐盐植物。项目所在地区属于盐渍化控制生态功能区，评价区存在一定的土壤盐渍化风险，施工过程中应加强管理，避免土壤盐渍化，不会对生态保护目标产生不利影响。

4.6.8 评价结论

该区以耕地生态系统为主，草地生态系统为辅，与原生草原生态系统相比，整个生态系统的生产力有下降，由于油田多年的生产开发，以及人工耕作，农药等有毒有害成份有所增加，以及本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

4.7 土壤环境现状调查与评价

4.7.1 土壤类型

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。主要土壤种类有碱土、风沙土、草甸土等，本项目区域土壤类型分布图见附图 16。

(1) 风沙土

主要分布在中国北部的半干旱、干旱和极端干旱地区。风沙土的特征是成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。随沙地的自然固定和土壤形成阶段的发展，由流动风沙土到半固定、固定风沙土，土壤有机质含量逐渐增

加，说明只要增加肥分与水分，使植被逐步稳定生长，也能成为农林牧用地。

(2) 草甸土

此类土壤是形成草原的主要土壤类型。草甸土主要是在草甸植被下变化而成。因为分布地形较低，地下水较高和气候因素，多数附加有盐化过程，部分附加有潜育化过程。草甸子肥力较高，一般黑土层 20~40cm，有机质含量在 3~4%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.09~0.12%。土浆粘重，冷浆，耕性不好，通透性差。

(3) 碱土

大庆碱土主要分布在大庆市的大同区、肇州县、肇源县、林甸县、杜蒙县等区域，集中在松嫩平原西部低洼闭流地带，这些地区地势平坦，排水不畅，地下水位较高，有利于盐分的积累。大庆碱土以黏粒含量高为显著特点，这使得土壤颗粒细小，比表面积大，具有较强的吸附能力和保水性，但也导致土壤通气性和透水性差，影响植物根系的生长和呼吸。土壤呈强碱性，pH 值通常在 9 以上，这是由于土壤中含有大量的碳酸钠和碳酸氢钠等碱性物质，过高的 pH 值会影响土壤中养分的有效性，使铁、锰、锌等微量元素形成难溶性化合物，导致植物难以吸收，从而出现缺素症状。

4.7.2 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，具体土壤理化特性调查见表 4.7-1，区域内土体构型（土壤剖面）见表 4.3-18。

表 4.7-1 土壤理化性质调查表

检测因子 \ 采样地点		GY1-Q9-H26			GY1-Q9-H21		
层次 (m)		0-0.5	0.5-1.0	1.0-1.5	0-0.5	0.5-1.0	1.0-1.5
现场	颜色	棕色	棕色	棕色	棕色	棕色	棕色

检测因子 \ 采样地点		GY1-Q9-H26			GY1-Q9-H21		
记录	结构	块状	面状	面状	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量%	25-45	25-45	25-45	25-45	25-45	25-45
	其他异物	植物根系	无	无	植物根系	无	无
实验室测定	pH（无量纲）	7.58	7.56	7.62	7.63	7.61	7.59
	阳离子交换量（cmol ⁺ /kg）	19.1	19.3	18.9	19.2	19.7	19.5
	氧化还原电位（MV）	233	242	230	235	227	231
	饱和导水率（mm/min）	0.17	0.15	0.19	0.16	0.18	0.15
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.26	1.25	1.28	1.28	1.30	1.33
	孔隙度（%）	46.4	47.8	47.9	46.2	47.7	46.8

表 4.7-2 采样剖面照片一览表

点位	土壤剖面照片	
GY1-Q9-H21 (引用)		

点位	土壤剖面照片
GY1-Q9-H26 (引用)	

4.73 现状监测

(1) 监测范围及点位布设

确定项目占地范围内共布设 2 个表层样点，5 个柱状样点，占地范围外共布设 4 个表层样点，柱状样取样深度为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m，表层样取样深度为 0~0.2m。其中点位 T4、T5、T7 引用《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》(监测时间 2025 年 7 月 9 日)，由于引用的点位为本工程基建油井所在点位，其监测报告均由具备 CMA (中国计量认证) 资质单位出具，监测时间均在三年内，监测因子齐全，数据有效，引用合理。具体位置见表 4.7-3 及附图 13。

表 4.7-3 土壤现状监测点位

序号	监测点	经度	纬度	备注	占地类型
T1	已建 3-1#中心井场永久占地内			占地内柱状样	建设用地
T2	已建 1 号试验站永久占地内				建设用地
T3	拟建 GY1-Q9-H2 井场永久占地内				草地(草甸土)
T4	拟建 GY1-Q9-H21 井场永久占地内				耕地(碱土)
T5	拟建 GY1-Q9-H26 井场永久占地内				耕地(风沙土)
T6	GY1-Q9-H12 至中心井场管线路由 1km 处			占地内表层样	草地(碱土)

序号	监测点	经度	纬度	备注	占地类型
T7	拟建 GY1-Q9-H16 井场永久占地内				耕地（风沙土）
T8	GY1-Q9-H2 井场南侧 100m			占地外表层样	草地（草甸土）
T9	GY1-Q9-H16 井场西侧 200m				耕地（碱土）
T10	GY1-Q9-H26 井场南侧 100m				耕地（风沙土）
T11	GY1-Q9-H7 井场南侧 500m				林地（碱土）

（2）监测项目

T1、T2、T7: PH、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、石油类、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘

T3-T6: pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬、汞、含盐量

T8-T11: PH、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、石油类、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌

（3）监测时间

本次监测时间为 2025 年 12 月 4 日，引用监测时间为 2025 年 7 月 19 日，进行一次监测。

（4）监测结果

具体监测结果详见表 4.7-4~表 4.7-6。

表 4.7-4 占地范围内柱状样土壤现状监测结果表

检测项目	标准值	单位	T1			T2			T3			T4			T5		
			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	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
pH	--	无量纲	6.57	6.49	6.54	6.56	6.47	6.50	6.57	6.56	6.55	7.63	7.61	7.59	7.58	7.56	7.62
铬（六价）	5.7	mg/kg	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
砷	60	mg/kg	9.2	9.5	9.2	11.7	11.1	10.8	11.4	10.6	10.4	1.87	1.8	1.79	2.69	2.64	2.61
镉	65	mg/kg	0.28	0.20	0.23	0.24	0.27	0.26	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜	18000	mg/kg	19	21	19	16	18	22	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铅	800	mg/kg	41	43	44	41	45	44	/	/	/	/	/	/	/	/	/
汞	38	mg/kg	0.339	0.342	0.328	0.334	0.342	0.348	0.350	0.353	0.356	0.025	0.024	0.022	0.076	0.074	0.072
镍	900	mg/kg	39	45	41	44	43	46	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	2.8	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿	0.9	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	37	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/

二氯甲烷	616	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	53	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	2.8	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	0.43	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯	4	mg/kg	0.0031L	0.0031L	0.0031L	0.0031L	0.0031L	0.0031L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	270	mg/kg	0.0039L	0.0039L	0.0039L	0.0039L	0.0039L	0.0039L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	560	mg/kg	0.0036L	0.0036L	0.0036L	0.0036L	0.0036L	0.0036L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	20	mg/kg	0.0043L	0.0043L	0.0043L	0.0043L	0.0043L	0.0043L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	28	mg/kg	0.0046L	0.0046L	0.0046L	0.0046L	0.0046L	0.0046L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	1290	mg/kg	0.0030L	0.0030L	0.0030L	0.0030L	0.0030L	0.0030L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	1200	mg/kg	0.0032L	0.0032L	0.0032L	0.0032L	0.0032L	0.0032L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间, 对二甲苯	570	mg/kg	0.0044L +0.0035L	0.0044L+	0.0044L+	0.0044L+	0.0044L+	0.0044L+	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻-二甲苯	640	mg/kg	0.0047L	0.0047L	0.0047L	0.0047L	0.0047L	0.0047L	/	/	/	/	/	/	/	/	/

苯胺	260	mg/kg	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	2256	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硝基苯	76	mg/kg	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并(a)蒽	15	mg/kg	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并(a)芘	1.5	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并(b)荧蒽	15	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并(k)荧蒽	151	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒽	1293	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并(a,h)蒽	1.5	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并(1,2,3-cd)芘	15	mg/kg	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蔡	70	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	41	39	35	38	38	34	42	36	38	6L	6L	6L	6L	6L	6L
石油烃 (C ₆ -C ₉)	/	mg/kg	3.89	2.96	3.19	3.54	2.90	3.92	3.36	3.48	3.52	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
石油类	/	mg/kg	22.8	21.8	23.3	19.8	21.9	23.2	20.4	19.4	20.6	4L	4L	4L	4L	4L	4L
含盐量	/	g/kg	/	/	/	/	/	/	0.3	0.5	0.3	1.01	0.381	0.146	0.469	0.401	1.55

表 4.7-5 占地范围内表层样土壤现状监测结果

检测项目	标准 值	单位	T6	T7
			0~0.2m	0~0.2m
pH	--	无量纲	6.59	7.82
铬（六价）	5.7	mg/kg	2L	0.5L
砷	60	mg/kg	9.9	2.50
镉	65	mg/kg	/	0.38
铜	18000	mg/kg	/	1L
铅	800	mg/kg	/	10L
汞	38	mg/kg	0.352	0.048
镍	900	mg/kg	/	3L
四氯化碳	2.8	mg/kg	/	1.3L
氯仿	0.9	mg/kg	/	1.1L
氯甲烷	37	mg/kg	/	1.0L
1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	/	1.2L
1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	/	1.3L
1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	/	1.0L
顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	/	1.3L
反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	/	1.4L
二氯甲烷	616	mg/kg	/	1.5L
1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	/	1.2L
1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	/	1.2L
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	/	1.4L
四氯乙烯	53	mg/kg	/	1.3L
1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	/	1.2L
1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	/	1.2L
三氯乙烯	2.8	mg/kg	/	1.1L
1,2,3-三氯	0.5	mg/kg	/	1.2L

丙烷				
氯乙烯	0.43	mg/kg	/	1.0L
苯	4	mg/kg	/	1.9L
氯苯	270	mg/kg	/	1.2L
1,2-二氯苯	560	mg/kg	/	1.5L
1,4-二氯苯	20	mg/kg	/	1.5L
乙苯	28	mg/kg	/	1.2L
苯乙烯	1290	mg/kg	/	1.1L
甲苯	1200	mg/kg	/	1.3L
间, 对二甲苯	570	mg/kg	/	1.2L
邻-二甲苯	640	mg/kg	/	1.2L
苯胺	260	mg/kg	/	0.1L
2-氯酚	2256	mg/kg	/	0.06L
硝基苯	76	mg/kg	/	0.09L
苯并(a)蒽	15	mg/kg	/	0.1L
苯并(a)芘	1.5	mg/kg	/	0.1L
苯并(b)荧蒽	15	mg/kg	/	0.2L
苯并(k)荧蒽	151	mg/kg	/	0.1L
蒽	1293	mg/kg	/	0.1L
二苯并(a,h)蒽	1.5	mg/kg	/	0.1L
茚并(1,2,3-cd)芘	15	mg/kg	/	0.1L
萘	70	mg/kg	/	0.09L
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	34	6L
石油烃(C ₆ -C ₉)	/	mg/kg	3.77	0.04L
石油类	/	mg/kg	9.7	4L
含盐量	/	g/kg	0.4	0.425

表 4.7-6 占地范围外土壤现状监测结果

检测项目	标准值	单位	T8	T9	T10	T11
镉	0.3	mg/kg	0.25	0.23	0.23	0.24

汞	2.4	mg/kg	0.356	0.367	0.332	0.342
砷	30	mg/kg	10.4	11.0	11.3	10.9
铅	120	mg/kg	36	41	45	43
铬	200	mg/kg	54	58	53	48
铜	100	mg/kg	18	21	19	17
镍	100	mg/kg	46	42	43	45
锌	250	mg/kg	55	49	61	68
pH	6.5~7.5	无量纲	6.63	6.62	6.61	6.62
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	37	31	36	34
石油烃 (C ₆ -C ₉)	/	mg/kg	3.37	3.18	3.51	3.17
石油类	/	mg/kg	8.0	8.2	7.2	7.6

4.7.4 现状评价

(1) 评价方法

采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，指数小于 1 即为达标。

公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K_i：第 i 项分指数；

X_i：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X_{oi}：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(2) 评价参数

根据油田开发生产特点和“三废”排放的种类，以及可能对周围土壤产生的污染，确定评价参数为石油类、铅、铬、汞、砷等污染物。

(3) 评价标准

工程占地土壤质量污染物标准采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险管控标准对各个参数进行评价。占地范围外标准采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

(4) 现状评价结果分析

区域内土壤现状环境评价结果见表 4.7-7 和表 4.7-8。

表 4.7-7 占地内土壤环境质量现状指数 (Ki) 评价结果

检测项目	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
砷	0.16	0.20	0.19	0.03	0.04	0.17	0.04
镉	0.003	0.004	/	/	/	/	0.006
铜	0.001	0.001	/	/	/	/	未检出
铅	0.06	0.06	/	/	/	/	未检出
汞	0.01	0.01	0.01	0.001	0.002	0.01	0.001
镍	0.05	0.05	/	/	/	/	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.01	0.01	0.01	未检出	未检出	0.01	未检出

PH 无标准, 铬(六价)、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘均未检出

表 4.7-8 占地范围外土壤环境质量现状指数 (Ki) 评价结果

序号	污染物项目	T8	T9	T10	T11
1	镉	0.83	0.77	0.77	0.80
2	汞	0.15	0.15	0.14	0.14
3	砷	0.35	0.37	0.38	0.36
4	铅	0.30	0.34	0.38	0.36
5	铬	0.27	0.29	0.27	0.24
6	铜	0.18	0.21	0.19	0.17
7	镍	0.46	0.42	0.43	0.45
8	锌	0.22	0.20	0.24	0.27
9	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.01	0.01	0.01	0.01

监测点位中含盐量为 0.3~1.55, 平均值 0.56<1, pH6.49~7.82, 平均值 6.92, 5.5≤pH<8.5, 属于未盐化和无酸化或碱化地区。

4.7.5 评价结论

本项目 T1-T7 监测点的土壤中各项指标能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，T8-T11 监测点的土壤中各项指标能够满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，土壤环境质量状况良好。

4.8 地表水环境质量现状调查

本项目所在区域涉及的地表水体主要为南部引嫩总干渠、连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、西格勒吐泡子、北兴泡子及 1 处无名水泡等地表水体，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），未对本项目周围的地表水体进行功能区划分。由于地表水体南部引嫩总干渠、南部引嫩总干渠主要功能为农业用水，参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准。

4.8.1 监测布点

根据区域内地表水体分布情况设 10 个地表水监测点，其中无名泡为本次监测，其余点位分别引用《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》（监测时间 2025 年 7 月 9 日）、《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》（监测时间 2024 年 9 月 2 日）、《2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目环境影响报告书》（监测时间为 2023 年 10 月 9 日）、《松辽盆地北部古龙凹陷古页 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目环境影响报告书》（监测时间为 2023 年 11 月 10 日），其监测报告均由具备 CMA（中国计量认证）资质单位出具；监测时间均在三年内，监测因子齐全，数据有效），具体监测点布设见表 4.8-1，监测点位见附图 13。

表 4.8-1 地表水现状监测点位置

序号	监测点位	经度	纬度	与本工程位置关系	备注
W1	连南引水渠道上游	124.2198989	46.17036368	拟建 GY1-Q9-H5 北侧 0.1km	引用《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》；监测时间 2025 年 7 月 9 日-11 日
W2	连南引水渠道下游	124.2812061	46.15143091	拟建管道东北侧 1.12km	
W3	大哈拉乌苏	124.2282752	46.14379186	GY1-Q9-H6 南侧 0.8km	引用《松辽盆地北部古龙凹陷古页岩 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目环境影响报告书》；2023 年 11 月 9 日-11 月 11 日
W4	狐狸洞泡	124.215111	46.10280771	GY1-Q9-H13 西南 0.64km	
W5	南部引嫩总干渠上游	124.143072	46.09922267	GY1-Q9-H19 西侧 3.0km	引用：《2023 年页岩油古页岩 8H1 井区扩大项目环境影响报告书》；2023 年 10 月 9 日—11 日
W6	南部引嫩总干渠中游 1	124.2073195	46.07918917	GY1-Q9-H23 东侧 1.0km	
W7	南部引嫩总干渠下游	124.2966121	46.03174188	GY1-Q9-H24 北侧 0.79km	
W8	西格勒吐泡子泡中心	124.285326	46.08668594	拟建管道西侧 1.9km	引用：《大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目环境影响报告书》，监测时间 2024 年 9 月 2 日~4 日
W9	北兴泡子中心	124.33077735	46.12588355	拟建管道东南侧 1.9km	
W10	无名泡中心	124.32426297	46.02187684	生化站南南侧 1km	本次监测

4.8.2 监测因子

石油类、NH₃-N、COD_{Cr}、BOD、硫化物、挥发酚、pH、悬浮物、总磷、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅。

4.8.3 监测时间和频率

本次监测时间为 2025 年 12 月 4 日-5 日，连续监测 2 天，每天一次。
引用监测时间为 2025 年 7 月 9 日-11 日、2023 年 10 月 9 日-11 日、2023 年 11 月 9 日-11 日、2024 年 9 月 2 日-4 日，连续监测 3 天，每天一次。

4.8.4 监测结果

监测结果见表 4.8-2-表 4.8-4。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），连南引水渠道（南引水库）、南部引嫩总干渠水域功能为农业用水，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准；根据监测结果可知，各个地表水监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准，总铬和镍监测浓度留作背景值。

表 4.8-2 地表水环境现状监测结果（一）

监测点位	连南引水渠道上游			连南引水渠道下游			大哈拉乌苏			标准限值	达标情况
采样时间	2025.07.09	2025.07.10	2025.07.11	2025.7.11	2025.7.12	2025.7.13	2023.11.9	2023.11.10	2023.11.11		
pH	7.9	8.0	7.9	7.8	7.9	7.9	7.4	7.5	7.6	6-9	达标
悬浮物（mg/L）	60	51	58	53	55	51	15	14	13	/	/
COD(mg/L)	14	12	10	13	14	16	40	39	36	40	达标
BOD5(mg/L)	4.5	3.8	3.2	4.2	4.5	5.1	9.5	9.4	9.2	10	达标
挥发酚（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.1	达标
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.1	达标
LAS(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.3	达标
硫化物（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
氨氮（mg/L）	0.702	0.684	0.693	0.705	0.702	0.72	1.52	1.60	1.53	2.0	达标
总铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.03L	0.03L	0.03L	/	/
铅（μg/L）	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	10L	10L	10L	100	达标
砷（μg/L）	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	100	达标
汞（μg/L）	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	1	达标
镉（μg/L）	0.5L	0.5L	0.5L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.001L	0.001L	0.001L	0.01	达标

监测点位	连南引水渠道上游			连南引水渠道下游			大哈拉乌苏			标准限值	达标情况
采样时间	2025.07.09	2025.07.10	2025.07.11	2025.7.11	2025.7.12	2025.7.13	2023.11.9	2023.11.10	2023.11.11		
镍（μg/L）	33	27	30	0.034	0.037	0.029	0.005L	0.005L	0.005L	/	/
总磷（mg/L）	0.25	0.23	0.26	0.22	0.24	0.21	0.24	0.27	0.25	0.4	达标

表 4.8-3 地表水环境现状监测结果（二）

监测点位	狐狸洞泡			北兴泡子中心			西格勒吐泡子泡中心			标准限值	达标情况
采样时间	2023.11.9	2023.11.10	2023.11.11	2024.9.2	2024.9.3	2024.9.4	2024.9.2	2024.9.3	2024.9.4		
pH	7.5	7.6	7.7	8.3	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	6-9	达标
悬浮物（mg/L）	13	12	14	/	/	/	/	/	/	/	/
COD(mg/L)	38	37	34	32	35	34	27	28	26	40	达标
BOD ₅ (mg/L)	9.2	9.1	9.3	8.8	8.3	8.3	5.6	5.9	5.6	10	达标
挥发酚（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.1	达标
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.1	达标
LAS(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.3	达标
硫化物（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
氨氮（mg/L）	1.61	1.57	1.65	0.678	0.675	0.674	0.655	0.663	0.648	2.0	达标

监测点位	狐狸洞泡			北兴泡子中心			西格勒吐泡子泡中心			标准限值	达标情况
采样时间	2023.11.9	2023.11.10	2023.11.11	2024.9.2	2024.9.3	2024.9.4	2024.9.2	2024.9.3	2024.9.4		
总铬（mg/L）	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	/	/
铅（μg/L）	10L	10L	10L	0.010L	0.010L	0.010L	1.15	1.09	1.26	100	达标
砷（μg/L）	0.3L	0.3L	0.3L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.010L	0.010L	0.010L	100	达标
汞（μg/L）	0.04L	0.04L	0.04L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.3L	0.3L	0.3L	1	达标
镉（mg/L）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.04L	0.04L	0.04L	0.01	达标
镍（mg/L）	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	1L	1L	1L	/	/
总磷（mg/L）	0.28	0.29	0.27	0.21	0.27	0.27	0.005L	0.005L	0.005L	0.4	达标

表 4.8-4 地表水环境现状监测结果（三）

监测点位	南部引嫩总干渠									无名泡中心		标准限值	达标情况
	上游	上游	上游	下游	下游	下游	中游	中游	中游				
采样时间	2023.10.9	2023.10.10	2023.10.11	2023.10.9	2023.10.10	2023.10.11	2024.11.21	2024.11.22	2024.11.23	2025.12.4	2025.12.5		
pH	7.6	7.5	7.6	7.4	7.7	7.8	7.8	7.8	7.7	8.7	8.7	6-9	达标
悬浮物（mg/L）	6	8	4	6	9	6	17	15	13	22	24	/	/
COD(mg/L)	27	32	35	18	14	16	22	26	24	32	34	40	达标
BOD5(mg/L)	8.1	9.6	9.8	5.4	4.2	4.8	7.1	8.3	7.7	8.9	9.1	10	达标
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	0.0003L	0.1	达标

监测点位	南部引嫩总干渠									无名泡中心		标准限值	达标情况
	上游	上游	上游	下游	下游	下游	中游	中游	中游				
采样时间	2023.10.9	2023.10.10	2023.10.11	2023.10.9	2023.10.10	2023.10.11	2024.11.21	2024.11.22	2024.11.23	2025.12.4	2025.12.5		
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.1	达标
LAS(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.3	达标
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	0.01L	1.0	达标
氨氮（mg/L）	0.389	0.342	0.433	0.399	0.352	0.445	0.297	0.291	0.280	0.911	0.924	2.0	达标
总铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.03L	0.03L	/	/
总氮（mg/L）	0.805	0.892	0.953	1.52	1.65	1.98	/	/	/	/	/	2.0	达标
铅（μg/L）	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	1L	1L	100	达标
砷（μg/L）	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	100	达标
汞（μg/L）	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	1	达标
镉（μg/L）	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.1L	0.1L	10	/
镍（mg/L）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.0187	0.0161	0.0161	0.005L	0.005L	/	达标
总磷（mg/L）	/	/	/	/	/	/	0.06	0.07	0.09	0.32	0.33	0.4	达标情况

4.9 区域污染源调查

本项目位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、大同区境内，所在区块为 1 号试验区从 2020 年开始规划开发。本项目周边区域内主要为农田、村庄以及油田配套生产设施，主要包括油井场和集油管线，周边未发现其他类型工业企业。

根据调查，本项目所在区域的主要污染源为评价区内排放同类污染物的油田企业，常规污染因子为场站加热炉排放的燃烧烟气中的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，特征污染因子为原油集输及处理过程无组织排放的烃类气体中的非甲烷总烃。

（1）大气污染源调查

本项目所在区块内主要的场站设施包括 1 号增压分输站、油气中心处理站（在建），主要废气为 1 号增压分输站、油气中心处理站（在建）排放的加热炉烟气，主要包括 SO_2 、 NO_x 、颗粒物；1 号增压分输站、油气中心处理站（在建）及井场原油集输产生的无组织废气，主要污染物为非甲烷总烃；产生的废气污染物主要包括 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃等。项目区域内农村居民生活燃用燃料会排放燃烧烟气。

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为 CO 、 NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。在建钻井项目产生施工扬尘，钻井柴油发电机燃烧烟气、管道焊接烟尘等。

（2）废水污染源调查

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD 、 BOD_5 、 SS 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等。工业废水污染源主要为油田含油污水、油井作业污水等，废水污染物为 pH 、 SS 、石油类等。

项目地下水评价区域内地下水污染源主要为周边农业生产使用化肥、农药、养殖污水以及居民生活排放的生活污水等，随着地表径流携

带污染物入渗地下水。已建油井作业污水及脱出的含油污水拉运至由罐车拉运至哈 19 返排液处理站处理，处理达标后回注油层。在建工程施工期钻井废水全部随泥浆一起进行了无害化处理；产生的压裂返排液由罐车收集后送至压裂返排液处理站处理后回注，生活污水拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，不外排。

（3）噪声污染源调查

项目区域内噪声污染源主要为周边油田运输车辆噪声、车辆运行噪声、已建井场、已建场站运行噪声、在建工程施工机械和车辆运行噪声等。

（4）固体废物污染源调查

根据现状调查和规划分析，区域排放的固体废弃物有一般工业固体废物、生活垃圾和危险废物。区域内固体废物主要有已建井场作业产生的落地油和含油防渗布、场站清淤产生的含油污泥等，均得到合理处置，不外排。

5.环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 气候概况

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达2-2.2m。全年主导风向不明显，西北风、西北北风（NW、NNW）、南风（S）的风频较高。该区全年气压稳定，降水集中在六、七、八月，蒸发量冬季明显降低，春秋季相对湿度小。年降水量平均442mm，年最大降水量651.2mm。年平均气压：994.4hpa。蒸发量：年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为63%。年平均气温3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温38.9℃。年平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s，全年风向玫瑰图见图5.1-1。

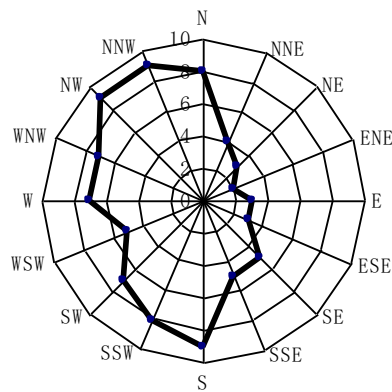


图5.1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2 施工期空气环境影响预测与评价

施工期大气污染源主要为、地面施工过程中管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设、道路建设等产生的扬尘，管道及设备焊接产生的焊接烟尘、施工车辆产生的尾气和储罐刷漆产生的挥发性有机气体。

（1）施工扬尘

施工扬尘是本项目施工时产生的主要污染废物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放。其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。

施工期扬尘污染主要来自平整土地、开挖土方，材料运输、装卸等过程。其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件等以及土方工程量等多种因素有关。本项目区块所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。根据以往施工经验可知施工时产生的场界扬尘约为 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ ，施工期间只要采取加强管理、控制作业面积，在运输和堆置过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物，对进出的运输道路进行洒水抑尘，施工场地设置围护，大风天停止作业等措施，通过采取以上措施，产生的扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 以下，施工时产生的场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，加上施工期产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

（2）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，但由于项目较小，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）施工机械、运输车辆排放的废气

施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气含有 NO_2 、 CO 、 THC 等污染物，由于施工运输车辆作业范围较分散，机械运行时长不确定，车辆尾气难以定量，本次评价不进行定量评价，仅进行定性分析。一般情况下，各种污染物的排放量不大，且由于车辆排放的尾气为流动的线源，污染不集中且扩散能力相对较快，对局部地区环境的影响不大。

（4）挥发性有机废气

储罐设备安装刷漆及防腐等过程需使用溶剂类涂料，在使用过程中会向周围环境空气逸散挥发性有机废气。但由于项目储罐较少，产生的逸散挥发性有机废气量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响

较小。

5.1.3 运行期环境空气影响预测与评价

5.1.3.1 污染源调查

根据工程分析可知，本工程运行期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体，生化站处理污水过程中无组织排放的恶臭气体及烃类气体以及食堂排放的油烟。

(1) 点源

本工程点源为综合维修中心食堂排放的油烟，本工程综合维修中心食堂设置 3 个灶头，为员工提供一日三餐，用油主要集中在中餐和午餐，就餐人数按 80 人计，排风量按 7500m³/h 计，根据人均用油量 10g/餐，挥发率按 10%计，则油烟产生量约为 0.16kg/d，排风量按每天 4h 计算，则油烟产生浓度为 5.3mg/m³，本工程安装油烟净化装置，去除效率为 75%，油烟经处理后排放浓度为 1.8mg/m³，经排气筒引至屋顶排放，排放符合《饮食业油烟排放标准》（GB18483-2001）最高允许排放浓度 2.0mg/m³，油烟净化效率不低于 75%的要求，对周围环境影响较小。

表 5.1-1 点源污染源参数调查清单

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱底部海拔高度/m	烟囱出口内径/m	烟囱高度/m	烟气温度/°C	烟气流速/(m/s)	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
	经度	纬度								
油烟净化	124.04841462	46.01138595	161	0.4	3.5	70	16.6	1460	正常	0.01

(2) 面源

1) 非甲烷总烃

①油气集输过程无组织排放源

本项目共基建 26 口油井。由于本项目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某些设备的超压放空，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集输场站。每种采油方式应用的采油树形式不同，油井井场无组织排放主要是由采油树上阀门、法兰、取样口等密封点产生逸散造成。场站无组织排放主

要是由输送管道、泵、压缩机、阀门、法兰等易产生挥发性有机物泄漏处产生逸散造成。

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》、《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）》相关内容，本次根据实际建设的产能工程，采用泄露检测修复 LDAR 技术，实测与本工程工艺一致的场站和井场，计算本工程无组织的挥发量。设备动静密封点泄漏 VOCs 按照 LDAR 计算。大庆石油管理局环境监测部门等单位选取了代表性的 10 口油井和与新建场站工艺、规模类似的场站开展了实测根据实测结果，井场抽油机 LDAR 监测核算量为 0.002362 t/a。本项目共基建 26 口油井，计算出非甲烷总烃挥发量合计为 0.06t/a。

②生化站无组织废气

污水处理过程中的恶臭气体主要污染物为硫化氢和氨，根据《大气氨源排放清单编制技术指南》表 3 中“废物处理-污水处理厂”氨排放系数（0.003g 氨/ m³ 污水），日最大处理量为 10000m³，则氨产生量约为 0.011t/a；硫化氢产生量约为氨产生量的千分之二，即 0.000022t/a。本工程处理污水来水中石油类浓度≤20mg/L，生物反应池内原油量 0.2t/d，非甲烷总烃无组织排放量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的油品储存-原油的排放系数 0.123g/kg 原油进行计算，则生化站非甲烷总烃无组织排放量为 0.009t/a。

具体污染源参数见下表。

表 5.1-2 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角/°	面源有效 排放高度 /m	年排放 小时数 /h	排放 工况	排放速率 (t/a)
	经度	纬度								
独立井场	124°13'54.5024"	46°04'57.1702"	131	40	40	30	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.002362
2 井式平台井场	124°15'27.0608"	46°08'59.9217"	132	48	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.004724
3 井式平台井场	124°15'18.9979"	46°10'29.0088"	131	56	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.007086
生化站	124°17'47.1170"	46°03'52.4048"	128	100	95	30	2	8760	正常	氨 0.011

						30	2	8760	正常	硫化氢 0.0000228
						30	2	8760	正常	非甲烷总烃 0.009

5.1.3.2 评价等级判定

根据导则 HJ2.2-2018 的要求，以估算模式分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) 评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准表见表 5.1-3。

表 5.1-3 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值(mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	《大气污染物综合标准详解》
氨	1 小时平均	0.2	《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D
硫化氢	1 小时平均	0.01	

(2) 估算模型参数

估算模型参数表见表 5.1-4。

表 5.1-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	
最高环境温度/ °C		38.9
最低环境温度/ °C		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input type="checkbox"/> √是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> √否
	岸线距离/ km	
	岸线方向/°	

(3) 估算模式计算结果

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大影响，然后按评价工作分级判据进行分级，有组织排放主要污染源估算模型计算结果见下

表 5.1-5，无组织排放主要污染源估算模型计算结果见下表 5.1-6。

表 5.1-5 生化站污染源估算模型计算结果表

下风向距离(m)	生化站					
	预测质量浓度(mg/m ³)			占标率(%)		
	氨	硫化氢	非甲烷总烃	氨	硫化氢	非甲烷总烃
10	9.89E-04	2.05E-06	1.47E-03	0.49	0.02	0.07
25	1.26E-03	2.62E-06	1.81E-03	0.63	0.03	0.09
50	1.74E-03	3.60E-06	2.36E-03	0.87	0.04	0.12
75	2.15E-03	4.45E-06	2.83E-03	1.07	0.04	0.14
100	2.27E-03	4.71E-06	2.91E-03	1.14	0.05	0.15
104	2.28E-03	4.72E-06	/	1.14	0.05	/
125	2.22E-03	4.61E-06	2.92E-03	1.11	0.05	0.15
129	/	/	2.92E-03	/	/	0.15
150	2.18E-03	4.52E-06	2.90E-03	1.09	0.05	0.14
175	2.17E-03	4.50E-06	2.83E-03	1.09	0.05	0.14
200	2.14E-03	4.44E-06	2.74E-03	1.07	0.04	0.14
225	2.10E-03	4.36E-06	2.63E-03	1.05	0.04	0.13
250	2.05E-03	4.25E-06	2.53E-03	1.03	0.04	0.13
275	2.00E-03	4.14E-06	2.42E-03	1.00	0.04	0.12
300	1.94E-03	4.02E-06	2.33E-03	0.97	0.04	0.12
325	1.88E-03	3.90E-06	2.25E-03	0.94	0.04	0.11
350	1.82E-03	3.78E-06	2.17E-03	0.91	0.04	0.11
375	1.77E-03	3.66E-06	2.10E-03	0.88	0.04	0.10
400	1.71E-03	3.55E-06	2.03E-03	0.86	0.04	0.10
425	1.66E-03	3.43E-06	1.96E-03	0.83	0.03	0.10
450	1.60E-03	3.33E-06	1.89E-03	0.80	0.03	0.09
475	1.56E-03	3.23E-06	1.83E-03	0.78	0.03	0.09
500	1.52E-03	3.15E-06	1.79E-03	0.76	0.03	0.09
下风向最大浓度及占标率%	2.28E-03	4.72E-06	2.92E-03	1.14	0.05	0.15
D10%最远距离 m	0	0	0	0	0	0

表 5.1-6 无组织排放非甲烷总烃估算模型计算结果表

下风向距离(m)	独立井场		2 井式平台井场		3 井式平台井场	
	预测质量浓度(mg/m ³)	占标率(%)	预测质量浓度(mg/m ³)	占标率(%)	预测质量浓度(mg/m ³)	占标率(%)
10	8.47E-04	0.04	1.58E-03	0.08	2.29E-03	0.11
25	1.37E-03	0.07	2.47E-03	0.12	3.47E-03	0.17
45	1.66E-03	0.08	/	/	/	/

下风向距离 (m)	独立井场		2 井式平台井场		3 井式平台井场	
	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率(%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率(%)	预测质量浓度 (mg/m ³)	占标率(%)
48	/	/	3.13E-03	0.16	/	/
50	1.66E-03	0.08	3.13E-03	0.16	4.49E-03	0.22
75	1.52E-03	0.08	2.93E-03	0.15	4.49E-03	0.22
100	1.47E-03	0.07	2.83E-03	0.14	4.33E-03	0.21
125	1.40E-03	0.07	2.73E-03	0.14	4.21E-03	0.20
150	1.31E-03	0.07	2.59E-03	0.13	4.09E-03	0.19
175	1.22E-03	0.06	2.42E-03	0.12	3.88E-03	0.18
200	1.14E-03	0.06	2.26E-03	0.11	3.63E-03	0.17
225	1.06E-03	0.05	2.10E-03	0.11	3.39E-03	0.16
250	9.89E-04	0.05	1.97E-03	0.10	3.15E-03	0.15
275	9.30E-04	0.05	1.85E-03	0.09	2.96E-03	0.14
300	8.77E-04	0.04	1.75E-03	0.09	2.78E-03	0.13
325	8.28E-04	0.04	1.65E-03	0.08	2.62E-03	0.12
350	7.83E-04	0.04	1.56E-03	0.08	2.48E-03	0.12
375	7.42E-04	0.04	1.48E-03	0.07	2.35E-03	0.11
400	7.09E-04	0.04	1.41E-03	0.07	2.22E-03	0.11
425	6.84E-04	0.03	1.36E-03	0.07	2.12E-03	0.10
450	6.60E-04	0.03	1.32E-03	0.07	2.05E-03	0.10
475	6.37E-04	0.03	1.27E-03	0.06	1.98E-03	0.10
500	6.16E-04	0.03	1.23E-03	0.06	1.91E-03	0.09
下风向最大质量 浓度及站标率%	1.66E-03	0.08	3.13E-03	0.16	4.49E-03	0.22
D10%最远距离 m	0		0		0	

(4) 评价等级的确定

根据估算模式结果，本项目废气最大地面空气质量浓度占标率为化验室无组织排放的非甲烷总烃最大占标率为 2.27%， $P_{\max} < 10\%$ 。结合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据，本项目大气评价等级为二级。

5.1.3.3 污染物排放量核算

二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。本工程大气污染物排放量核算见表 5.1-7~9。

表 5.1-7 本项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	食堂油烟排气筒	油烟	1.8	0.01	0.015

表 5.1-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
					标准名称	浓度限值/（μg/m³）	
1	G1	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4000	0.06
2	G2	生化站	非甲烷总烃	加盖密闭	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4000	0.009
3			氨		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界二级标准	1.5	0.011
4			硫化氢			0.06	0.000022
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs	0.069t/a		
				氨	0.011t/a		
				硫化氢	0.000022t/a		

表 5.1-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/ (t/a)
1	VOCs	0.069
2	氨	0.011
3	硫化氢	0.000022
4	油烟	0.015

5.1.3.4 大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)，采用其中规定的推荐模式进一步预测后，无需设置大气环境保护区域。

5.1.3.5 非正常工况分析

正常工况下，油田开发区域产生的非甲烷总烃、生化站产生的恶臭气体和食堂产生的油烟对大气环境影响较小；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油井井下作业、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，油烟净化装置失灵导致油烟超标排放，一般情况下油井井下作业作业时间很短，整个过程非甲烷总烃排放量很小；场站检修时间较短（1-2d），排放量很少，且项目均处于野外，扩散条件较好，不进行非正常排放量核算，且对大气环境影响较小。油烟净化装置需一年维修一次，因此发生故障的频率按 1 次/a 计，单次持续时间按做饭时间 2h 计，项目非正常排放量核算详见表 5.1-10。

表 5.1-10 项目污染源非正常排放量核算表

排气筒	污染物	频次	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (kg/h)	持续时间	标准限值 (mg/m ³)	达标情况
DA001	油烟	1 次/a	5.3	0.16	2h	2	超标

5.1.3.6 评价结论

本工程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。

工程运行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）中企业边界污染物控制要求，无组织排放的氨及硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界二级标准要求，本工程生化站采用密闭流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中废水收集和处理系统排放控制要求，食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）要求，对项目周围大气环境影响较小。

5.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.2.1.2 地面建设过程地下水环境影响分析

本项目地面建设期可能对地下水产生影响的因素主要为管道试压废水、生活污水等污染物。为了避免污染地下水和土壤；本工程不设施工营地，施工人员产生的生活污水进入附近已建施工营地生活污水收集系统，

定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂进行处理，管道试压废水由罐车拉运至油气中心采出水处理站进行处理，本项目建设期对地下水产生的影响很小。

5.2.1.3 运行期地下水环境影响分析

项目运行期正常情况可能对地下水产生影响的主要为含油污水、场站清淤产生的含油污泥和生化站污水处理过程中产生的污泥及综合维修中心员工产生的生活污水。

本工程油田采出液分离出的含油污水管输至油气中心采出水处理站进行处理，处理后的污水经生化站处理合格后管输至复配接转站回用于井场压裂。处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应的限值要求及 $COD \leq 300mg/L$ 的要求。

场站清淤产生的含油污泥统一收集后委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置，生化站污水处理过程中产生的污泥经管道输送至油气中心采出水处理站已建储泥池，经脱水后委托有资质的单位进行处置。

本项目运营期间生化站和复配接转站不新增员工，无新增生活污水排放。综合维修中心员工生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

因此项目运行期正常情况下对地下水影响较小。

5.2.2 非正常情况下地下水环境影响分析

本项目运行期非正常情况下可能对地下水产生影响的因素主要为油井作业污水、落地油和废含油防渗布。

油井作业过程中铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。油井作业污水由作业罐车直接拉运至油气中心采出水处

理站进行处理，处理后的污水经生化站处理合格后管输至复配接转站回用于井场压裂。处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应的限值要求及 $COD \leq 300mg/L$ 的要求。

油井作业产生的落地油 100%回收委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置，废含油防渗布送第九采油厂危废贮存库暂存，定期委托有资质的单位进行处置，因此项目运行期非正常情况下对地下水影响较小。

油田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境的潜在因素，如包括井喷、井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。

本工程不包括钻井工程，在油井作业期间井口安装防喷器等井控措施，发生井喷的概率很小；如果固井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复；因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油溢出，对地下水环境造成污染。所以本次评价将针对此二种情况进行预测。

（1）油井套管泄漏对地下水环境影响预测与评价

1）泄漏源强

本工程在油井套管发生破裂时，会导致油气进入地下水含水层，主要影响区域为承压水层位。按照《陆地石油天然气开发建设项目技术导则》（HJ349-2023）中“9.2.2 套管破裂泄漏源强，综合考虑流速、压力、管线尺寸、泄漏时间等因素合理确定”，本工程拟建单井投产后预计产液量为 78.1t/d，使用双层套管或三层套管，表层套管下入深度为 210~1061m，位于该区域承压含水层以下，套管内径约为 140mm，套管内压力约为 1~2MPa，同时按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E 确定泄漏孔径为 10%孔径，即裂口直径为 7mm，则裂口面积为 $0.00015m^2$ ，本工程所在区域开采的承压水埋深在 200m 以内，环境压力约为 1.8MPa，

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 F 中的液体泄漏计算公式计算得液体泄漏速率为 1.95kg/s，165.9t/d，可以看出泄漏量远远大于产出量，因此泄露量按产液量进行计算，泄漏速率为 0.9kg/s，发生该种情况时可以在 30min 之内发现并进行处理，所以按瞬时泄漏预测，泄漏液量为 1.62t，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏量为 0.1kg。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho}}$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，本次按圆形取 0.65。

A ——裂口面积，m²；

P ——容器内介质压力，Pa；

P_0 ——环境压力，Pa；

2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于套管泄漏孔径为 10%孔径泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x, y ——计算点处的位置坐标；

t ——时间，d；

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M ——含水层的厚度，m；

m_M ——瞬时注入的质量，kg；

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

4) 参数选取

根据大庆油田水务工程技术有限公司《大庆古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程水文地质调查》的水文地质资料, 评价区内承压水含水层的渗透系数为 $88.1m/d$, 水力坡度为 0.00016 , 承压水含水层有效孔隙度 n_e 为 26.8% ; 地下水流速为 $0.014m/d$ 。弥散系数依据经验数值可得, 纵向弥散系数 $0.5m^2/d$, 横向弥散系数 $0.03m^2/d$, 含水层厚度 $75-108m$ 。

5) 预测结果

对油井套管泄露 100 天、1000 天和 3650 天进行预测。见表 5.2-1 和图 5.2-1~图 5.2-3。

表 5.2-1 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

污染物	预测时间	最远超标距离 m	最远影响距离 m	超标面积 m^2	影响面积 m^2
石油类	100 天	42.7	47.1	1435	1656
	1000 天	124.8	138.4	9968	12303
	3650 天	238.7	268.7	27187	37803

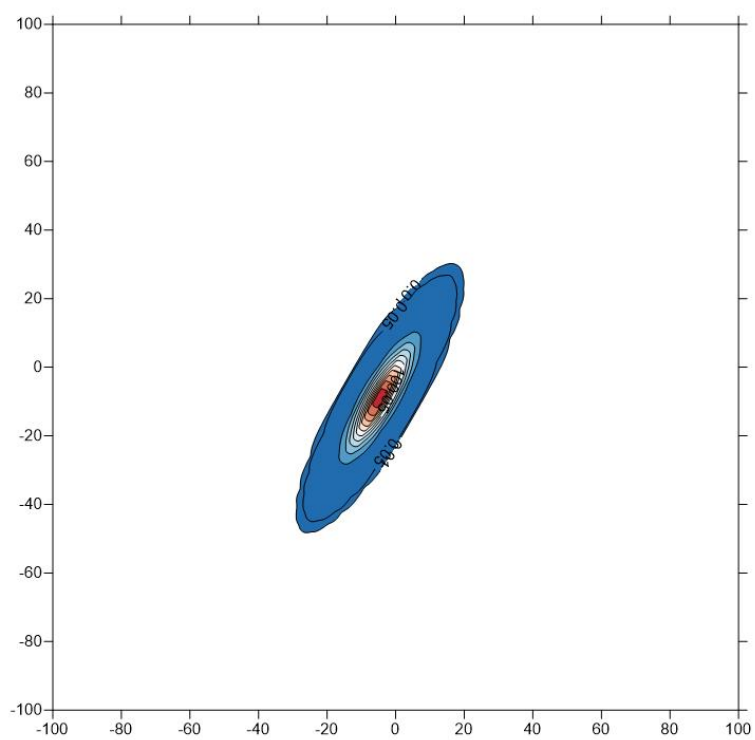


图 5.2-1 套管泄漏 100d 石油类浓度等值线分布图

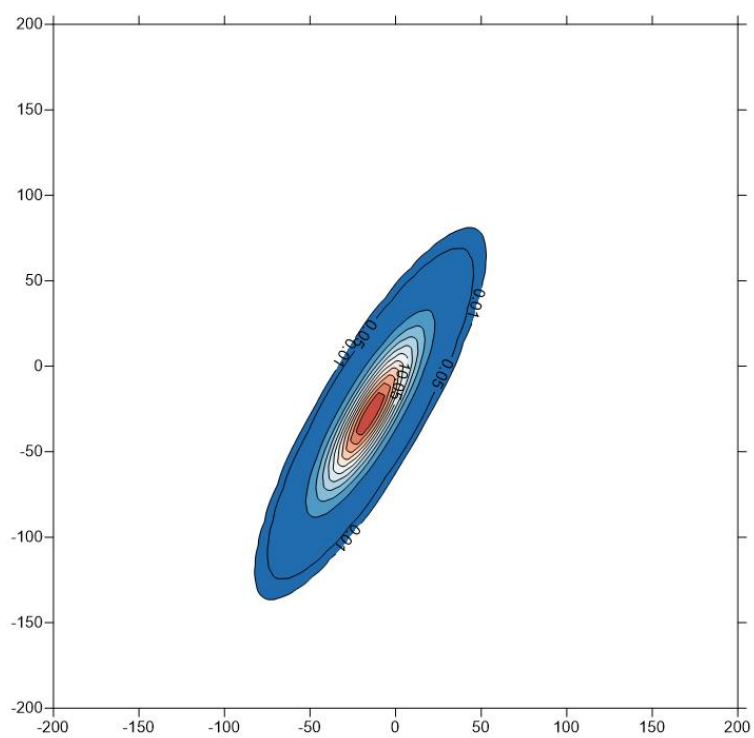


图 5.2-2 套管泄漏 1000d 石油类浓度等值线分布图

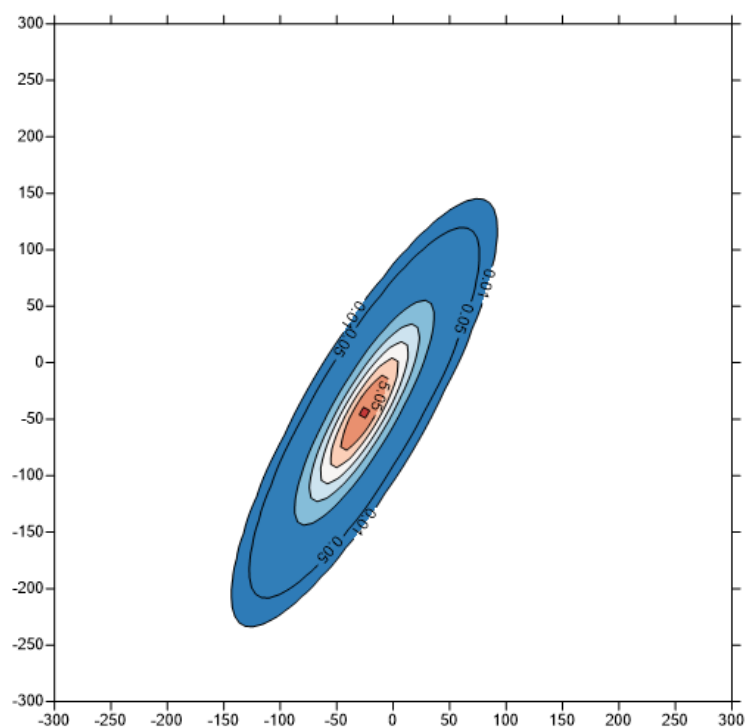


图 5.2-3 套管泄漏 3650d 石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，在油井套管破损后，随着时间增加，污染范围有所增加，油井套管泄漏 100d、1000d、3650d 的污染物迁移距离分别为 47.1m、138.4、268.7，距本区块最近保护目标为拟建井北侧 1.2km 的唐营子村集中水源井，距离本项目较远，故本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

（2）集输管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E 规定，本评价集输油管道泄漏按“泄漏孔径为管径的 10%”和“全管径泄漏”两种情况进行预测。

1）泄漏孔径为管径的 10%情况下

①泄漏源强

本工程原油集输管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho}}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；
 C_d ——液体泄漏系数，按圆形取 0.65。
 A ——裂口面积， m^2 ；
 P ——容器内介质压力，Pa；
 P_0 ——环境压力，Pa。 2054

本工程集油管道管径最大为 DN150，管道内压力约 0.7MPa，外环境压力约为 0.2MPa，泄漏孔径按管内径的 10%计算，则泄漏口面积为 0.00018 m^2 ，得液体泄漏速率为 0.37kg/s，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏量为 0.23g/s，由于小孔径泄漏不易被发现，所以按持续泄漏预测。

②预测因子

预测因子选取特征污染物石油类。

③预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

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

式中：

x, y ——计算点处的位置坐标；

t ——时间，d；

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M ——含水层的厚度，m；

m_t ——单位时间注入的质量，kg/d；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

④参数选取

根据本项目区域的水文地质资料，潜水含水层的厚 17m，地下水流速为 $u=Ki=1.5\times0.0003=0.00045m/d$ ，有效孔隙度 n 为 0.336；横向弥散系数为 $0.05m^2/d$ ，纵向弥散系数为 $0.5m^2/d$ 。化学反应常数为 0。

⑤预测结果

集输管线泄漏 100d、1000d 和 3650d 对地下水的影响预测结果见表 5.2-2、图 5.2-4~图 5.2-6。

表 5.2-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

污染物	预测时间	超标最远距离 m	超标面积 m^2	影响最远距离 m	影响面积 m^2
石油类	100 天	38.8	1420	39.7	1522
	1000 天	124.7	14243	129.1	15093
	3650 天	241.8	49968	249.5	55792

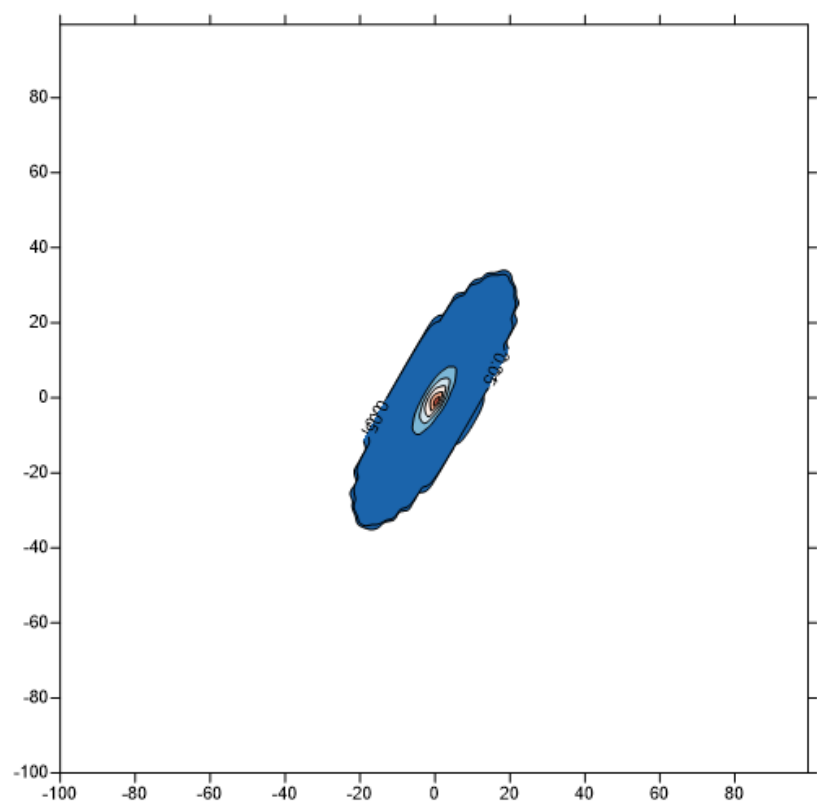


图 5.2-4 集油管道泄漏 100d 石油类浓度等值线分布图

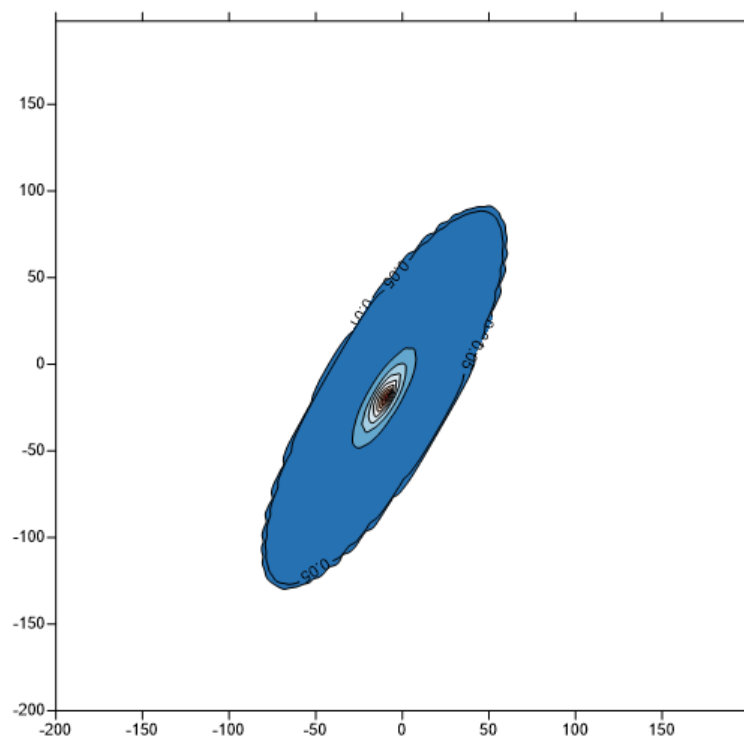


图 5.2-5 集油管道泄漏 1000d 石油类浓度等值线分布图

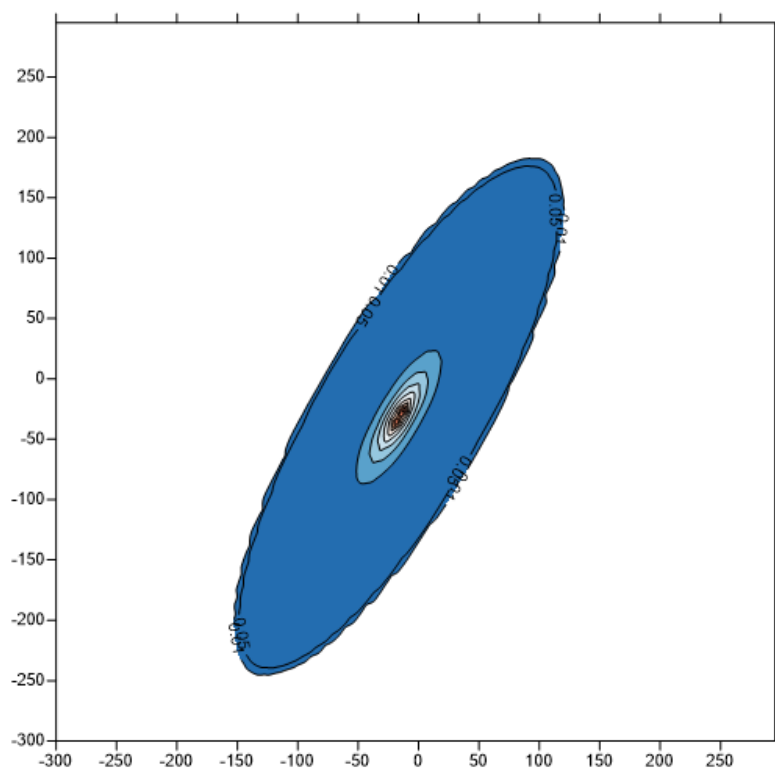


图 5.2-6 集油管道泄漏 3650d 石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，在集输管道穿孔导致原油泄漏后，随着时间增加，污染范围有所增加，油井管道破裂后 100d、1000d、3650 的污染物迁移距离分别为 29.7m、129.1m、249.5m，在此范围内无饮用水井分布，距离本工程管道最近的饮用水井为管道东北侧 543m 的北兴分场饮用水水井，对

地下水环境保护目标影响较小。

2) 全管径泄漏情况下

①泄漏源强

本工程原油集输管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位，由于集输管道设有实时监控系統，按照《陆地石油天然气开发建设项目技术导则》（HJ349-2023）中“9.2.2 油类管道泄漏源强，根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 油气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量”，同时按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中“8.2.2.1 设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 10min”，因此本次泄漏预测泄漏时间取 10min，泄漏源强以本工程输液量最大的集油管道 DN100-5.31km，全部断裂来进行计算，该管道最大输液量为 29.3t/h，则 10min 泄漏油量为 293t，管道内液体最大存在总量为 $0.05^2 \times 3.14 \times 5310 = 41.7\text{t}$ ，计算得该管道全部断裂时液体泄漏量为 334.7t，泄漏液体中石油类浓度约为 500mg/L，则石油类泄漏量为 0.2t。

②预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

③预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集输管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入的质量，kg；

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

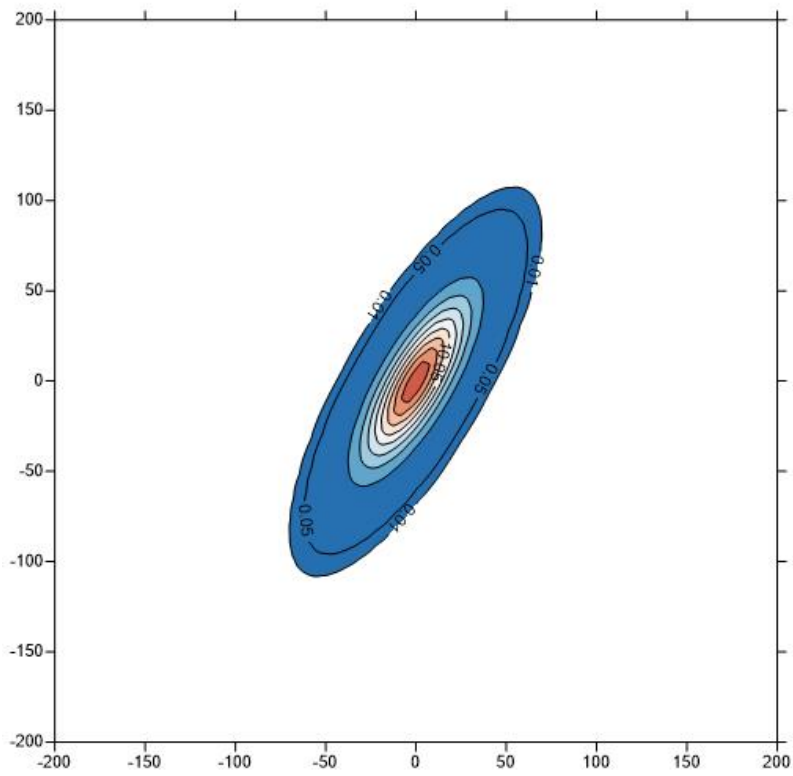


图 5.2-8 集输管道破裂后 1000d 地下水中石油类浓度等值线分布图

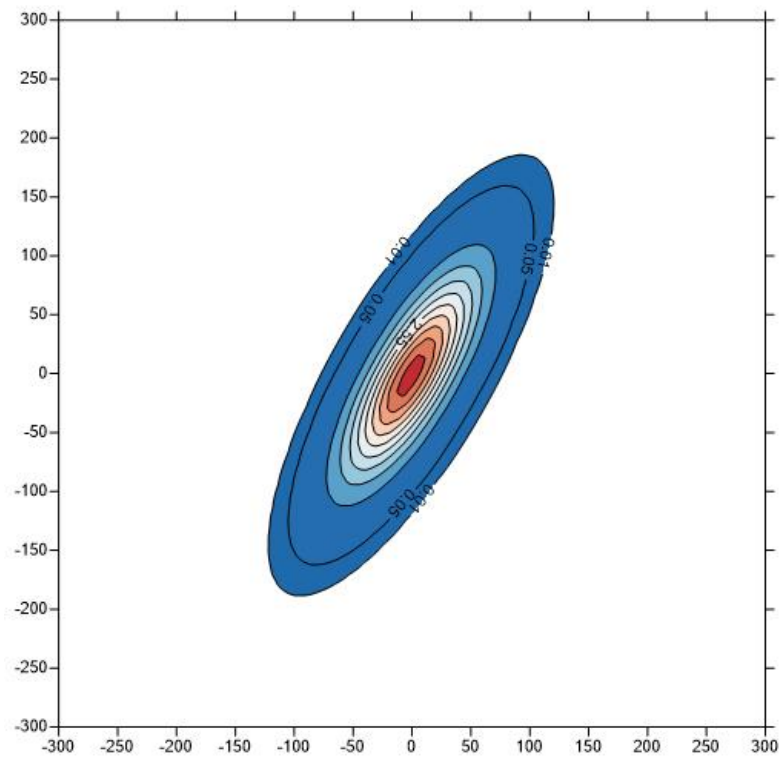


图 5.2-9 集输管道破裂后 3650d 地下水中石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，在集输管道发生破裂导致原油泄漏后，随着时间增加，污染范围有所增加，油井管道破裂后 100d、1000d、3650 的污染物迁移距离分别为 44.3m、122.6m、213.9m，在此范围内无饮用水井分布，在此范围内无饮用水井分布，距离本工程管道最近的饮用水井为管道东北侧 543m 的北兴分场饮用水水井，对地下水环境保护目标影响较小。

5.2.3 地下水环境影响评价结论

本工程在正常情况下对地下水环境影响很小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，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，地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响分析

5.3.1 工程与区域地表水的关系

本工程不占用地表水体，开发区域内主要地表水体为南部引嫩总干渠、连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、西格勒吐泡子、北兴泡子及 1 处无名水泡。本次评价对地表水体现状进行了监测，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），其中南部引嫩总干渠和连南引水渠道功能区划为农业用水区，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，其余地表水体未划分地表水环境功能区，不执行地表水环境质量标准。经过现状监测数据分析可知，南部引嫩总干渠和连南引水渠道水环境质量能够达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准要求。

项目施工期及运营期废水均不排入外环境。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，仅对地表水环境影响进行分析评价，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，及依托污水处理站的环境可行性评价。

5.3.2 地表水环境影响分析

(1) 建设期地表水环境影响分析

本工程不占用地表水体，本项目集输管线必须穿过南部引嫩总干渠和连南引水渠道，采用定向钻方式穿越，不会对其产生影响。同时采取钢过桥方式跨越两处无名渠，钢过桥施工不涉及涉水施工，不会对其产生影响。其中本项目建设期对地表水体可能造成污染的污染源主要有管道道试压废水和生活污水，施工期间生活污水依托附近已有前线施工营地的生活污水收集池，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，排放至西干渠。管道试压废水由罐车拉运至油气中心处理站中的采出水处理站，处理达标后回用于井场压裂，不外排。

采取以上措施后，本工程建设期对地表水体影响较小。

(2) 运行期地表水环境影响分析

本项目运行期后对地表水体构成污染的污染源主要有油田采出水、油井作业污水及综合维修中心员工产生的生活污水。本项目油田采出水管输至油气中心处理站中的采出水处理站及本工程新建的生化站处理后外输至本工程新建的复配接转站回用于井场压裂，不外排。同时禁止在雨天进行修井等作业，作业过程中严格配备污油污水回收装置，经井口进入密闭罐车，同时在作业井场设置可拆装的玻璃钢围堰，铺设2mm厚聚乙烯膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，对可能发生的跑、冒、滴、漏进行阻隔收集，油井作业污水由密闭式罐车拉运至油气中心处理站中的采出水处理站及本工程新建的生化站处理后外输至本工程新建的复配接转站回用于井场压裂，不外排。本项目运营期间生化站和复配接转站不新增员工，无新增生活污水排放。综合维修中心员工生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

采取以上措施后，本工程运行期对地表水体基本无影响。

(3) 事故状态下地表水环境影响分析

事故状态下，大量的油品或含油污水外泄，如果泄漏的油品或含油污水不能及时完全回收可能直接或随地表径流进入地表水环境，就会对其造成严重污染。

在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命，另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏原油、含油污水及时回收处理。特别是本工程跨越无名水渠的管道和与地表水体较近的井场，应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，禁止在雨天进行修井等作业，作业过程在井口安装好防喷器，预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染，作业场地严格配备污水回收装置，经井口进入密闭罐车，同时在作业井场设置可拆装的玻璃钢围堰，铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，对可能发生的跑、冒、滴、漏进行阻隔收集，从而降低作业污水对地表水体的影响。因此在严格实施作业污染防治措施的基础上，本工程井场作业污水对地表水影响较小。

5.3.3 依托污水处理站的环境可行性评价

本次产能含油污水进油气中心采出水处理站，本次产能开发 26 口油井采出水在 1 号增压分输站和油气中心处理站分离出后管输至中心采出水站处理。中心采出水处理站设计能力 $10000 \text{m}^3/\text{d}$ ，最高负荷率 83.4%，能够满足新增产能需求，依托可行。该站处理能力情况见下表。

表 5.3-1 采出水处理站能力核实表

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
老井	4554	2550	1658	1323	1096	914	773	669	587
新井	3787	2356	1590	1057	781	615	493	404	336
合计	8341	4906	3249	2380	1876	1529	1266	1073	923
设计能力	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
负荷率（%）	83.4	49.1	32.5	23.8	18.8	15.3	12.7	10.7	9.2

本工程综合维修中心产生的生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》

（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，该污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，排放至西干渠。

5.3.4 地表水环境影响分析结论

本工程从建设期、运行期和事故状态下地表水环境保护措施有效性进行分析，并对依托污水处理站环境可行性进行评价，可知，本项目的开发建设在正常情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境产生影响的可能性较小。在事故状态下，发生井喷或集输管线泄漏时，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，但通过采取加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理等措施，对环境的影响较小。因此，本工程建设对区域地表水环境影响可接受。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

本项目施工期噪声主要来源于地面工程施工机械噪声。噪声源强调查清单见下表。

表 5.4-1 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	声源源强（任选一种）		声源控制措施	运行时段
			（声压级/距声源距离）/dB（A）/m	声压级/dB（A）		
1	挖掘机	/	5	90	优先选用低噪声设备，加强对设备的维护和保养	施工期
2	推土机	/	5	88		
3	轮式装载机	/	5	95		
4	压路机	/	5	90		
5	重型运输车	/	5	90		
6	电焊机	/	5	85		

施工期地面施工噪声随距离衰减后的预测值见下表。

表 5.4-2 施工期施工机械噪声影响预测表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	60m	100 m	150 m	200 m
挖掘机	83.86	66.09	64.31	59.50	55.82	53.24

推土机	81.86	64.09	62.31	57.50	53.82	51.24
轮式装载机	88.86	71.09	69.31	64.50	60.82	58.24
压路机	83.86	66.09	64.31	59.50	55.82	53.24
重型运输车	83.86	66.09	64.31	59.50	55.82	53.24
电焊机	78.86	61.09	59.31	54.50	50.82	48.24

由上表可以看出，本工程的施工噪声经过距离的衰减，在 60m 以内能够达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间≤70dB 的要求，本工程夜间不施工，因此对周围声环境的影响主要发生在昼间。本工程距最近的声环境敏感目标为唐营子和孙宝地房子，与唐营子村居民住宅最近距离为 40m，主要施工活动为通进路施工，与孙宝地房子居民住宅最近距离为 55m，主要施工活动为管道施工，由于道路施工是在原有土路上进行修整作业，管道施工主要是材料运输、管沟开挖和管道焊接作业，因此在施工中会对周围居民产生一定影响，在施工中应调整施工方式，减少同时施工机械数量，设置 4m 高施工围挡，围挡材质为夹芯板围挡，平均隔声量约 25dB(A)，设置施工围挡后的施工噪声影响预测结果见表 5.4-3，从表中可知通过采取上述措施后距离 10m 能够达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间≤70dB 的要求，不会对周围声环境敏感点产生较大影响。

表 5.4-3 设置施工围挡后噪声影响预测表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	60m	100 m	150 m	200 m
挖掘机	64.34	51.03	49.48	45.09	41.60	39.12
推土机	62.34	49.03	47.48	43.09	39.60	37.12
轮式装载机	69.34	56.03	54.48	50.09	46.60	44.12
压路机	62.34	49.03	47.48	43.09	39.60	37.12
重型运输车	62.34	49.03	47.48	43.09	39.60	37.12
电焊机	59.34	46.03	44.48	40.09	39.60	34.12

5.4.2 运行期

本工程噪声源主要是抽油机、新建生化站、复配接转站各类机泵产生的噪声，根据大庆油田产能设备现状，主要噪声源为机泵、抽油机等，均为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-3 和表 5.4-4。

表 5.4-3 本工程运行期室外主要声源强度统计 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	抽油机 1	CYJY14-6-89HF	22	16	1.5	70 (1m)	低噪声设备、基础减振等	24h 连续运行
2	抽油机 2	CYJY14-6-89HF	30	16	1.5	70 (1m)	低噪声设备、基础减振等	24h 连续运行
3	抽油机 3	CYJY14-6-89HF	38	16	1.5	70 (1m)	低噪声设备、基础减振等	24h 连续运行

表 5.4-4 本工程运行期室内主要声源强度统计 单位：dB（A）

建筑物名称	声源名称	型号	声源源强	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级/（dB（A）	运行时段	建筑物插入损失 dB（A）	建筑外噪声	
			声压级/距声源距离/（dB（A）/m）		X	Y	Z					声压级 dB（A）	建筑外距离/m
复配接转站泵房	增压泵	Q=210m³/h	90/1	减震基础，墙体隔声	0	0	0.3	S1.8	85.68	24h	25	60.68	1
	增压泵	Q=210m³/h	90/1		2	0	0.3	S1.8	85.68	24h	25	60.68	1
	增压泵	Q=210m³/h	90/1		4	0	0.3	S1.8	/	0	/	/	/
生化站风机间	风机	Q=95.2m³/ min	95/1		0	0	1.0	W2	89.77	24h	25	64.77	1
	风机	Q=95.2m³/ min	95/1		2	0	1.0	W2	89.77	24h	25	64.77	1
	风机	Q=95.2m³/ min	95/1		4	0	1.0	W2	/	0	/	/	/
生化站微生物操作间	外输泵	Q=105m³/h	90/1		0	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	外输泵	Q=105m³/h	90/1		2	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	外输泵	Q=105m³/h	90/1		4	0	0.3	W2	/	0	/	/	/
	排油泵	Q=140m³/h	90/1		0	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	排油泵	Q=140m³/h	90/1		2	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	排油泵	Q=140m³/h	90/1		4	0	0.3	W2	/	0	/	/	/
	排泥泵	Q=140m³/h	90/1		0	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	排泥泵	Q=140m³/h	90/1		2	0	0.3	W2	/	0	/	/	/
	回流泵	Q =240m³/h	90/1		0	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	回流泵	Q =240m³/h	90/1		2	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	回流泵	Q =240m³/h	90/1		4	0	0.3	W2	/	0	/	/	/
	回流泵	Q =240m³/h	90/1		6	0	0.3	W2	/	0	/	/	/
生化站气浮操作间	气浮装置	Q=210m³/h	90/1		0	0	1.0	W2	84.77	24h	25	59.77	1
	排油泵	Q=60m³/h	90/1		5	0	0.3	W2	84.77	24h	25	59.77	1

5.4.2.2 井场噪声影响分析

油井井场单台抽油机声源强度最大为 75dB，本项目平台井最多为 3 个抽油机。

井场为点声源，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。

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，井场噪声预测结果见下表及图 5.4-1。

表 5.4-5 噪声源衰减预测结果表

项目		贡献值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
平台井	北厂界	43.69	43.69	60	50	达标	达标
	东厂界	45.29	45.29	60	50	达标	达标
	南厂界	48.12	48.12	60	50	达标	达标
	西厂界	42.64	42.64	60	50	达标	达标

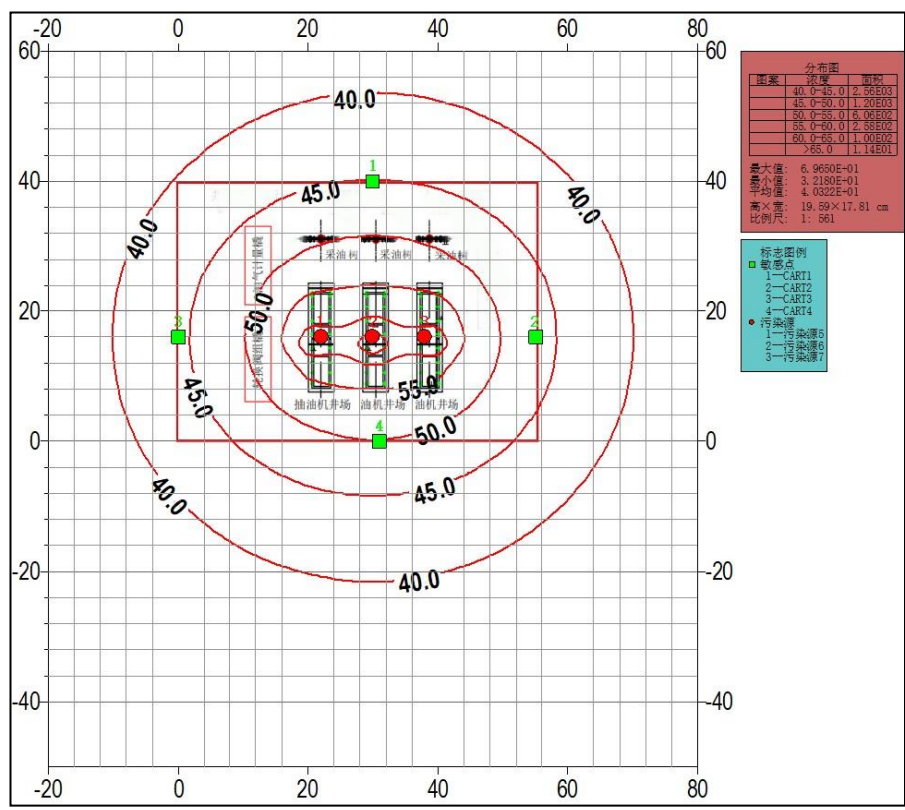


图 5.4-1 平台井场噪声预测图

根据上述噪声预测结果，本工程平台井场在边界处的噪声贡献值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值（昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ ）。本项目井场与最近的村屯距离均大于 500m，因此运营期井场噪声基本不会对周边居民造成影响，但在运行期间应注意对抽油机的保养和维护。

5.4.2.3 场站噪声影响分析

本工程新建 1 座生化站和 1 座复配接转站，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室内声源模式，通过噪声预测软件中的噪声衰减分布计算模式计算，由于生化站北侧和东侧均为油气中心处理站，所以生化站只预测南厂界和西厂界，复配接转站西侧为 1 号增压分输站，所以复配接转站只预测南厂界、北厂界和东厂界，项目噪声贡献值预测结果见表 5.4-6 和图 5.4-2~5.4-3。

表 5.4-6 噪声源衰减预测结果表

项目		贡献值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
生化站	南厂界	44.97	44.97	60	50	达标	达标
	西厂界	38.97	38.97	60	50	达标	达标
复配接转站	北厂界	42.14	42.14	60	50	达标	达标
	东厂界	39.12	39.12	60	50	达标	达标
	南厂界	27.48	27.48	60	50	达标	达标

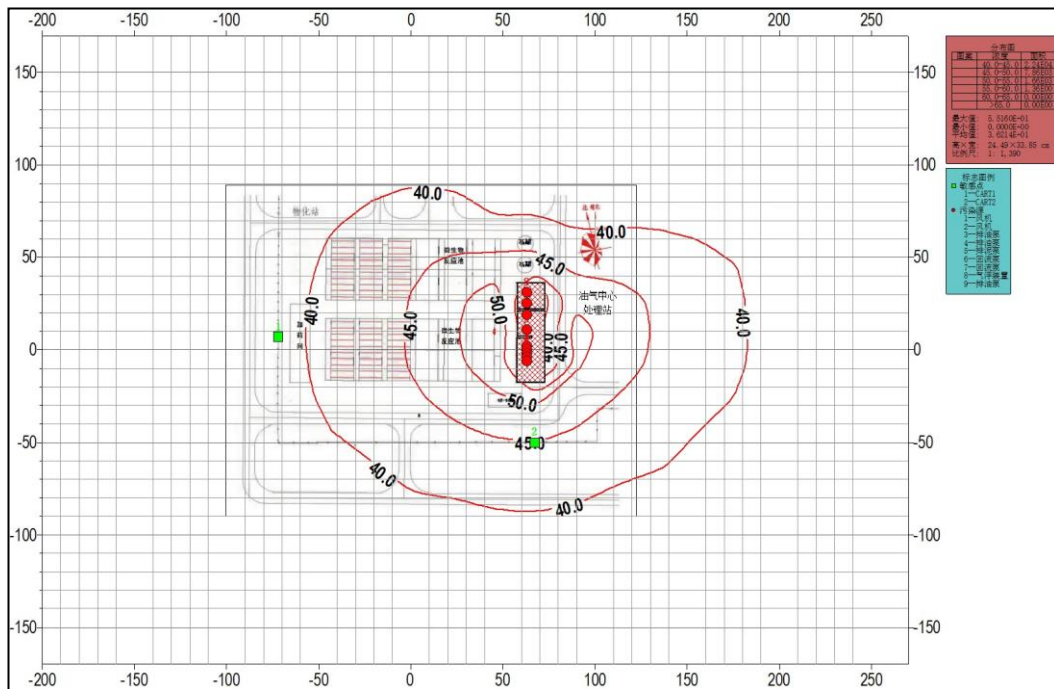


图 5.4-2 新建生化站噪声预测图

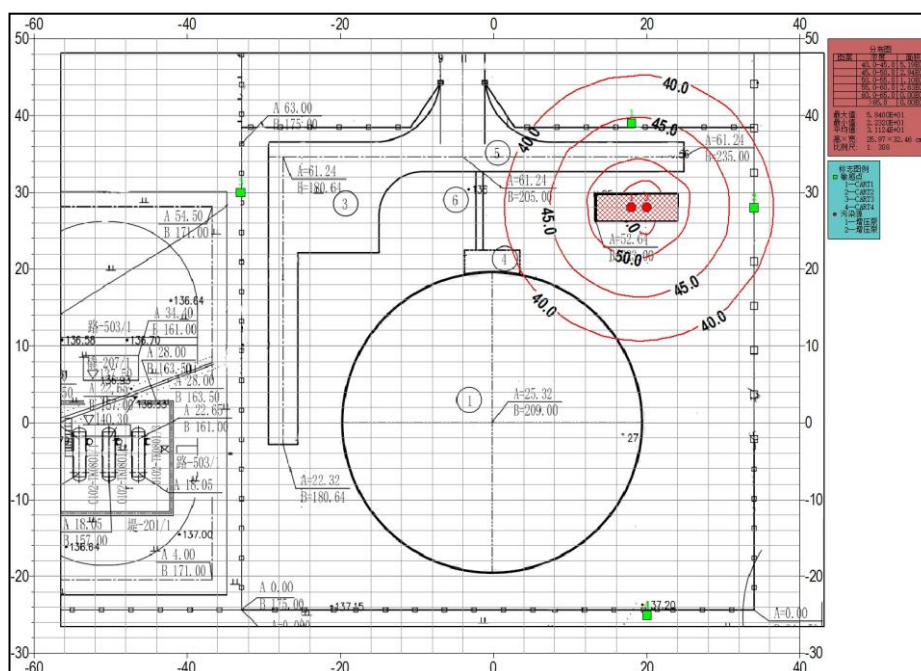


图 5.4-3 新建复配接转站噪声预测图

经过噪声预测，新建配制站和注入站厂界噪声最大贡献值为 30dB(A)，昼夜噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。改扩建场站厂界噪声最大贡献值为 35dB(A)，昼夜噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对区域声环境影响不大。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 一般固体废物

(1) 管道施工废料

本项目产生管道施工废料在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工废料产生量约为 1.4t，主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料。属于一般固体废物，代码为 900-099-S12，施工结束后统一送天然气分公司工业固废填埋场处理。

(2) 建筑垃圾

本工程施工期产生的建筑垃圾约 170.5t，属于一般固体废物，代码为 900-001-S72，在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，统一拉运至所在地建筑垃圾调配场处理。

（3）生活垃圾

本工程施工期产生的生活垃圾约为 5t，代码为 900-002-S61，统一收集送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场进行处理。

5.5.2 危险废物

（1）含油污泥和落地油

本工程油井作业产生的落地油和原油处理设备清淤产生的含油污泥属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥和落地油不在施工现场储存，直接在作业现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具，委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置，处理后的泥渣用于铺路和垫井场，实现了含油污泥的减量化、资源化处理，对环境的影响较小。建设单位应加强对含油污泥转移的管理，实行危险废物转移联单制度。

（2）生化站排泥

本工程生化站在运行期间会定期排泥，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码 900-210-08 含油废水处理中隔油、气浮、沉淀等处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥，该部分污泥经排泥泵抽吸升压进入油气中心采出水处理站储泥池经脱水后委托有资质的单位进行处置，建设单位应加强对污泥转移的管理，实行危险废物转移联单制度。

（3）含油废防渗布

本项目油井作业期间产生的含油废弃防渗布属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。油井作业产生的含油废弃防渗布收集暂存第九采油厂危废贮存库，委托有资质单位进行处置。建设单位应加强对废弃防渗布转移的管理，实行危险废物转移联单制度。

5.5.3 危险废物环境影响分析

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）相关规定对危险废物进行环境影响分析。

5.5.3.1 转移过程的环境影响分析

本工程产生的危险废物收集后，由专用罐进行拉运，罐车采用机械封闭并设置相应的标志，运输路线避让环境敏感点，控制车速。运输过程应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日）执行，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《环境保护行政主管部门突发环境事件信息报告办法》（环发[2006]50 号）要求进行报告；

（2）若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性或高传染性，应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等部门支援；

（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。

5.3.3.2 委托处置的环境影响分析

本工程运行期产生的含油污泥废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置，统一由该公司进行转运；含油废弃防渗布属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，委托有资质单位进行处置。生化站在运行期间会定期排泥，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码 900-210-08 含油废

水处理中隔油、气浮、沉淀等处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥，该部分污泥经排泥泵抽吸升压进入油气中心采出水处理站储泥池经脱水后委托委托有资质的单位进行处置。

本工程危险废物的管理工作应严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，所委托处置单位应具备危险废物经营许可证，并且经营范围应符合本工程危险废物类别要求。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）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关规定，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《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日）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。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

（5）危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等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。

5.5.3 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

5.6 土壤环境影响预测与评价

本工程按照站场和内部集输管道分别进行评价等级判定，基建井场和场站土壤评价等级为一级评价，拟建集油、复配等管道为二级评价，新建天然气管道不开展土壤环境影响评价。

5.6.1 建设期土壤环境影响分析

5.6.1.1 井场及场站建设对土壤的影响

施工占地对土壤环境的影响：地面施工期间，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。因此，钻井和地面施工平整场地时要先将表土单独堆放留存，并加强表土堆存防护及管理，在施工结束后及时进行植被恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

5.6.1.2 管线建设对土壤的影响

本项目管线建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，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。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30 cm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，施工结束后对施工地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

5.6.1.3 临时占地对土壤影响主要表现

本工程钻井及管线敷设过程中，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，对土壤环境的影响表现在：

（1）破坏土壤结构

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）混合土壤层次，改变土壤质地

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）土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，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。根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。

5.6.2 运行期土壤环境影响分析

油田生产过程中，石油类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，以及油类和复配用水输送管线泄漏、套管破损泄漏情况下，可能造成开发区块内小范围土壤的点状污染。根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井20~30m的范围内，约占总量的90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井100m处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在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，石油在土壤中的迁移深度较浅。所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，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，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.3 土壤环境影响类比分析

本工程位于古页1井区，该区块已经进行了环境影响评价，通过《松辽盆地北部古页1试验区直井井组试验试采工程环境影响报告书》可知，主要建设内容包括：新建油井12口（含钻井工程）；新建计量间1座；新建哈19返排液处理站1座等。该项目于2021年通过了大庆市生态环境局审批（庆环审〔2021〕154号），于2024年完成企业自主验收。

本次类比分析引用《松辽盆地北部古页1试验区直井井组试验试采工程环境影响报告书》和《松辽盆地北部古页1试验区直井井组试验试采工程竣工环境保护验收调查报告》中的土壤监测数据，两份报告中均对GY1-Q1-H1井场和哈19返排液处理站内分别布设1个土壤柱状样监测点，监测深度分别为0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m，根据监测结果，其中该项目环评阶段GY1-Q1-H1井场石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度为未检出~12mg/kg，哈19返排液处理站石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度为16mg/kg~24mg/kg，验收阶段已建成的GY1-Q1-H1井场石油烃（C₁₀-C₄₀）类为12mg/kg~32mg/kg，已建成的哈19返排液处理站石油烃（C₁₀-C₄₀）类为16mg/kg~33mg/kg，可见该项目环评阶段与验收阶段对比土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度变化不大，且均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.6.4 分析结论

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。

5.7 生态环境影响预测与评价

5.7.1 施工期生态环境影响评价

5.7.1.1 对土地利用的影响

利用 ArcGIS 制作工程评价区土地利用分类图叠加工程布置图，计算项目占地占用评价区土地利用类型。本工程总占地面积为 60.175hm^2 ，永久占地 7.075hm^2 ，临时占地 53.1hm^2 。根据工程布置，项目区域沿线占地类型主要是耕地、草地、交通运输用地。占用土地利用类型见下表。

(1) 临时占地

临时占地主要为各类管道，根据占地类型统计，项目临时占用的土地类型为耕地、草地。临时占地对土地利用的影响虽然也直接表现在改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生改变，但是这种影响是暂时的，临时占地对区域土地利用的改变较小，对土地利用的影响较小。并且随着施工期结束及采取的恢复措施，可恢复原有土地利用类型。总体来看，项目临时占地不会造成区块范围内的土地利用结构造成较大改变，不会对评价区域的土地利用结构带来不利影响。

(2) 永久占地

本项目永久占地主要为新建的复配接转站和新建的道路，永久占地面积为 7.075hm^2 ，约占整个评价区面积的 0.21%。永久占地占用土地类型为耕地，永久占地占用面积较小，对区域土地利用的改变较小。

总体来看，项目施工占地不会造成区块范围内的土地利用结构造成较大改变，不会对评价区域的土地利用结构带来不利影响。

表 5.7-1 本项目占用土地利用类型情况表

土地利用分类	永久占地		临时占地	
	面积 (hm^2)	占比 (%)	面积 (hm^2)	占比 (%)
一级类				

土地利用分类	永久占地		临时占地	
一级类	面积 (hm ²)	占比 (%)	面积 (hm ²)	占比 (%)
01 耕地	1.875	26.5	25.96	48.9
04 草地	2.465	34.8	27.14	51.1
10 交通运输用地	2.735	38.7	/	/
合计	7.075	100	53.1	100

5.7.1.2 对陆生生态的影响

(1) 对植被及植物资源的影响

本项目对植被的影响主要为占地区域对植被的影响，其影响途径主要是通过破坏地表植被和土壤结构，导致植被覆盖度降低，生物量减少，对局域生态环境造成一定影响。

1) 永久占地对植被生物量的影响

本工程新增永久占地 7.075 hm²，其中永久占用草地（非基本草原）2.465hm²，永久占用耕地（非基本农田）1.875hm²，。

表 5.7-2 本项目永久占地植被生物量情况一览表

序号	植被类型	工程占地		平均单位生物量 (t/hm ² ·a)	评价范围生物量损失 (t·a)
		面积 (hm ²)	占评价区比例 (%)		
1	草地	2.465	0.07	1.32	14.06
2	农作物	1.875	0.06	7.5	3.25
合计		4.34	0.13	-	17.31

施工期共占用植被面积 4.34hm²，占评价区总面积的 0.41%，工程施工仅导致评价区内生物量少量损失。

2) 临时占地对植被生物量的影响

临时占地 53.1hm²，其中临时占用草地（非基本草原）27.14hm²，临时占用耕地（非基本农田）25.96hm²。

表 5.7-3 项目临时占地植被生物量情况一览表

序号	植被类型	工程占地		平均单位生物量 (t/hm ² ·a)	评价范围生物量损失 (t·a)
		面积 (hm ²)	占评价区比例 (%)		
1	草地	27.14	0.8	1.32	35.8

2	农作物	25.96	0.8	7.5	194.7
合计		53.1	1.6	-	230.5

评价区内该工程建设不可避免的引起植被的减少，工程的临时占地主要涉及到主要植被类型为玉米、羊草、披碱草等，这些植被种类均为评价区内常见种类或广布种，且在占地范围内未发现国家重点保护植物，因此，项目建设不会导致该区域重点保护植物种类的减少。本项目永久占地面积占评价区面积比例较小，因此本项目建设仅会对局部的植被生物量和植物多样性产生不利影响，不会降低整个区域的植被生物量与植物多样性，不会造成整个群落结构的根本改变。

3) 对植被覆盖度的影响

项目施工时间较短，在施工完成后及时对该地段将进行植被恢复，短期内（1年-2年）能恢复原有植被覆盖度现状水平。临时占地对植被覆盖度的影响是暂时的，随着施工结束，植被将逐渐恢复至原有水平，对区域植被覆盖度的影响较小。

永久占地硬化地面植被覆盖度将变为0，但永久占地占评价范围0.21%，占比较小，对区域的植被覆盖度影响较小。施工期应严格控制临时占地范围，在永久占地范围内进行施工的施工场地应尽量布置在永久占地范围内，尽量减少对植被破坏。

4) 对植物重要物种的影响

根据现场调查访问及林业局相关资料查阅，项目施工占地范围内未见重点保护野生植物、易危种及特种植物分布。工程施工过程中必须严格控制施工临时占地面积，减小扰动范围，施工过程中一旦发现保护植物，需立即告知当地林业部门，并在林业部门的指导下采取合理的保护措施。

5) 对植物多样性的影响

项目施工期施工作业会造成占地范围内的植被损失，对植物多样性产生一定影响。本工程占地面积在整个评价区内的占比较小，评价区植物损失量较小，对评价区植物资源的影响较小；经现场调查，占地范围内未发现重点保护植物分布，占地范围内的植被类型为均为周边常见植被，施工不会导致评价区的植被类型减少。因此，施工期对植物多样性的影响较小。

同时，随着施工完成，施工占地将采取相应的植被恢复、异地补偿、绿化等措施，工程建成之后会使植被在一定时间内得到恢复。本项目施工期对植被造成的损失量较小，且占用植被类型均为常见物种，在施工结束后采取相应的植被恢复措施，对植物多样性的影响较小。

6) 对耕地资源的影响

本项目永久占用耕地（基本农田）面积 1.875hm^2 ，项目建设会对当地的农业经济造成直接的损失。但是，这些经济损失将会通过项目建设所带来的其他效应所弥补。本项目在设计阶段已尽量避免和减少对耕地（基本农田）的占用。据统计，工程占用耕地的面积仅为评价范围内耕地面积的 0.12% ，占比较小，施工完成后，根据《基本农田保护条例》等法律法规要求对占用的基本农田进行“占一补一”后，对耕地的影响很小。本项目的建设不会影响沿线的农业经济在整个国民经济构成中的比例和地位。

(2) 对野生动物的影响分析

本项目所在区域属于典型的油田开发区域，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。经调查，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，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

5.7.1.3 生态系统影响分析

工程建设将导致评价区各类生态系统面积发生变化，本项目施工期临时占地面积为 53.1hm^2 ，随着施工活动的结束，临时用地的生态系统面积将恢复。

项目永久占地面积为 7.075hm^2 。草地生态系统和农田生态系统分别减少 2.465hm^2 、 1.875hm^2 ，占整个评价区域面积都很小。对草地生态系统、

农田生态系统影响相对较小。施工结束后，通过复垦、异地补偿等补偿措施后，对草地生态系统和农田生态系统影响将会减少。

表 5.7-4 本项目占用生态系统类型统计表

类型	工程占用情况			
	永久占地 (hm ²)	占比 (%)	临时占地 (hm ²)	占比 (%)
农田生态系统	1.875	0.12	25.96	1.63
草地生态系统	2.465	0.32	25.54	7.94
湿地生态系统	/	/	1.6	0.33
总计	4.34	0.44	53.1	9.9

(1) 对农田生态系统的影响

工程建设对评价区农田生态系统的不利影响因素主要为施工永久占地、临时占地和施工活动等。

施工期，临时占地等工程占地会直接破坏占地区农田生态系统，使其面积减少，功能减弱。本工程建设永久占用农田生态系统面积为 1.875hm²，临时占用农田生态系统面积为 25.96hm²，工程建设占农田生态系统面积较小，且占地区农田植物组成简单，主要为玉米，因此，工程占地对农田生态系统的影响较小。

施工活动中机械碾压、人员踩踏及开采产生的扬尘、废水、固废等会对评价区农田生态系统产生不利影响。但这种影响可通过加强宣教活动，加强施工监理工作，对废水及固废等进行相应处理等措施进行缓解，施工前进行合理的用地规划，减少农田占用，在相关措施得到落实后工程施工活动对农田生态系统的影响较小。

(2) 对草地生态系统的影响

工程建设对评价区草地生态系统的不利影响主要为永久占地、临时占地、施工活动和人为干扰。

本工程建设永久占用草地面积为 2.465hm²，临时占用草地生态为 25.54hm²，工程建设占用草地生态系统面积较小，且占地区草地植物组成简单，因此，工程占地对草地生态系统的影响较小。

施工活动：施工活动产生的废气、废水及固废等带来的污染，会直接或间接影响附近植物生境，会使得工程区附近草地生态系统中生产者生产能力降低，会导致草地生态系统内原有的一些植物及植被受到破坏，但工程施工活动对其影响较小。

人为干扰：施工过程中，如管理不善，人为活动及机械作业等可能会对周围草地造成破坏。但人为干扰的影响可通过加强宣传教育活动，加强施工监理工作等措施进行缓解，在相关措施得到落实后，人为干扰对草地生态系统的影响较小。

（3）对湿地生态系统的影响

本项目管道施工将临时占用湿地，占用面积约为 1.6hm²，占用的湿地图斑标识码分别为：230624211000005767、230624211000007163、230624211000007899，均为一般湿地，湿地类型为沼泽地。这三个湿地内水资源较匮乏，只有雨季才会有部分积水，其余季节均干涸，湿地内水生动物较少，但存在陆生野生动物活动的迹象。所以本工程管道等施工将不可避免的对湿地内陆生野生动物产生影响。主要体现在，施工人员活动、施工机械噪声对野生动物的短暂惊吓和干扰，影响动物的正常活动，若管理不善，将会出现施工人员对沿线附近野生动物的狩猎，则对野生动物资源影响较大，这将迫使动物离开道路沿线附近区域。因此，施工期间一定要严格控制人员活动范围，使用低噪声施工机械，从而减小对湿地内野生动物造成的影响。本工程施工结束后及时对临时占用的湿地进行植被恢复，同时临时占用的湿地面积所占比例较小，因此不会对湿地造成较大影响。

5.7.1.4 对水生生态的影响

本工程施工期不占用地表水体，施工过程不会对地表水体产生拟扰动，不会对水生生态产生影响。施工期的建设施工活动对水环境的产生的污染源主要为施工期间的生活污水和管道试压废水，如不经处理而直接排放，将对水体造成一定程度的污染，导致局部水域水体悬浮物浓度增加，影响河流局部河段水质，进而对水生生态造成影响。本项目产生的管道试压废水直接由罐车收集后拉运到油气中心采出水处理站进行处理。生活污水排

入已建施工营地防渗污水池，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。因此本工程施工期间的不会对水生生态造成影响。

5.7.1.5 对生态系统的变化趋势

生态系统生物多样性的变化趋势能够反映出生态系统的变化趋势。项目施工期的施工活动会对沿线施工范围内的植物造成损害，对周边动物生境和水生生态会造成一定影响，影响都比较小。随着施工完成，施工带等临时占地将进行生态修复，工程建设对区域生物多样性的影响随着时间推移先降低再增高恢复原貌。故工程施工期对动物多样性的影响不大，生态系统不会发生明显变化。

5.7.1.6 对防沙治沙区的影响

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县及大同区境内，属于沙化生态功能区。本项目区域基本无大面积地表裸露，周围无沙化土壤分布。区域地势较低，在降雨期间，易形成泡泽。项目施工建设，破坏地表植被，造成松软表土裸露等，在大风天，土壤无植被根系固定，会产生扬尘。施工现场临时堆放的土方也会有流失情况。随风飘扬的土粒飘附在附近区域植物叶片、嫩枝、树干等上面，堵塞气孔、皮孔，影响气体交换，水分蒸腾，提高叶片温度，破坏正常的光合作用，造成植被死亡，土壤无地表植被覆盖，形成新的沙化区域。

5.7.1.7 对黑土地的影响分析

施工期各种施工活动，如施工带平整、作业道路的修建、场站和辅助系统建设等工程，对实施区域的黑土土壤环境造成局部性破坏和暂时性干扰，不同程度地破坏了区域土壤结构，扰乱地表土壤层，将使受干扰点黑土土壤的有机质和粘粒含量减少，影响土壤结构，降低土壤养分含量，从而影响植物生长。此外，施工中机械碾压、人员践踏、土体翻出堆放地表等，也会造成一定区域内的土壤板结，使土壤生产能力降低。

根据类比调查及有关研究资料，这些活动将使该区域的黑土土壤有机质降低 30%左右，土壤的质地粗砂成分增加，易导致土壤风蚀沙化，从而

影响植物正常生长。因此，建设中要尽量缩小施工范围，减少人为干扰。施工完毕，应及时整理施工现场，平整土地，恢复植被。施工过程中，各种机械设备和车辆排放的废气与油污、丢弃的固体废物、压裂返排液产生的废水等如果处理不当，也将对黑土土壤环境产生一定的影响。但这类影响是暂时的，待施工完成后，将在较短时间内消失。根据《黑龙江省黑土地保护利用条例》，井场等永久占地剥离的表土外运，优先就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。

5.7.1.8 对景观格局的影响分析

从景观尺度来看，区域景观类型数保持不变，但局部的景观格局发生了变化。临时占地在短时间内亦会改变局部的景观格局，施工导致各类占地上原有植被消失，这些改变将影响原有景观生态体系的格局和动态，如改变景观斑块类型，使斑块破碎化和异质性程度上升，降低各斑块和廊道的连通性，最终影响和改变组成景观生态体系各类生态系统的物质、能量和生物群落动态。

受到工程建设临时用地侵占影响，评价区内耕地、草地等均有不同程度的减少，由于施工的侵占及线形切割影响导致评价区内斑块被切割，评价区耕地、草地景观类型的面积下降、斑块数量上升，导致斑块所占景观面积比例下降，建设用地增加。施工导致耕地、草地的斑块破碎，最大斑块指数、聚集度指数均减小，意味着这些斑块类型的破碎化程度有所增加。香农多样性指数上升，蔓延度指数下降，表明景观破碎化有增加，但整体变化较小。整体来看，施工对景观类型的影响较小。

5.7.1.9 对基本农田的影响分析

油田开发工程占地不可避免占用基本农田，根据《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修正），国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开

垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目属于国家能源设施重点建设项目。根据地下储层特性及地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。因此应按《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修正）中有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。

对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时，本项目在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，同时在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对耕地的占用。尽量避绕周围环境敏感目标，对临时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。施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。综上，项目建设占地面积较小，不会对基本农田产生明显影响。

5.7.2 运行期生态影响分析

5.7.2.1 对土地利用的影响分析

油田生产运营期对土地利用的影响主要来自油井井下作业。本项目油井作业时，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，对当地的土地利用影响较小。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，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井作业过程中，本项目油井作业时铺设防渗布，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水由作业罐车拉运至油气中心处理

站的采出水处理站进行处理，处理后再进入生化站进一步处理，合格后全部进入复配接转站进行复配压裂液循环利用，不外排。因此不会对井场周围的生态环境产生影响。本工程运行期产生的各类危险废物均进行了合理处置，并执行转移联单制度，不随意倾倒，不会对周围生态环境产生影响。

本工程在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

5.7.2.3 对野生动物的影响

（1）对兽类的影响

本工程营运后对兽类的影响主要体现在：一是工程设备运行所产生的噪声对野生动物的影响，会对大中型兽类造成异性惊扰，可能会使其活动范围适当远离产能区域，随着营运期的时间推移，评价区内的兽类可能会调整其行为习性以逐渐适应新环境；二是小型兽类动物数量在人为活动区域内有所增加，主要是以鼠类动物为主，相应周边鼠类的兽类天敌动物物种也会有一定的改变；三是由于“三废”不合理排放，会对兽类动物的繁殖和生长发育有一定的影响，增加评价区域兽类动物的得病几率，降低兽类动物的抗病性。本项目区野生动物主要为区域常见物种，以小型兽类为主，其适应环境能力强，只要管理规范，在运行期间不会对兽类种群数量造成实质性影响。

（2）对鸟类的影响

根据生态现状调查，本工程评价区域内鸟类主要是以林缘灌丛生境鸟类，因施工占用的土地减少鸟类的栖息环境，导致鸟类的活动减少，适宜鸟类停歇、觅食的范围减小，可能使鸟类在工程区域重新选择觅食地，导致工程区域内的鸟类密度降低，增加临近区域内鸟类的密度；其次是设备运行产生的噪声对鸟类的影响，鸟类主要靠鸣声通讯，鸣声传播效率下降会影响鸟类个体间识别、配偶关系、领域防卫、种群密度、群落结构等。

营运期间严禁工作人员捕杀鸟类，鸟类活动范围较大，可移动性较强，且周边替代环境较多，因此工程在营运期间对鸟类的数量和种类不会有太大的影响，随着时间推移，将会达到一个新的生态平衡。

5.7.2.4 景观的变化趋势

本项目投产后，井场、管道及场站的建设将使占地区域自然生态环境发生改变，因此对景观造成一定影响，新增永久占地面积较小，评价区内植被面积没有发生较大变化，因而保证生态系统功能的延续和对外界干扰的抵御。因此，本项目对自然景观风貌的影响是可以被外环境接受的。

5.7.3 对生物多样性的影响分析

生物多样性，是指所有来源的活的生物体中的变异性。生物物种构成了生物多样性的基本单元，是生物多样性物种水平上的表现形式，是指一定区域内物种的总和，即群落多样性。由于物种的形成和灭绝都是自然选择的过程，它体现了种群遗传成分与环境不断相适应的过程。当环境与之不相适应时，一个种群就要不断发展的与之相适应或者迁移到更有利的环境中，否则必将逐渐灭绝，因此，突发的环境变化是引起物种灭绝的主要原因之一。由于征占用耕地和草地导致了物种生存环境的突然变化，造成了生物部分栖息地的丧失和破坏，因此，征占用耕地和草地必将给生物多样性带来一定的负面影响。

本项目所在区域内无国家级珍稀濒危物种及保护物种，项目制定了占地恢复计划，施工结束后及时恢复，确保恢复面积不少于占用面积，不会对当地物种多样性造成明显影响，本项目地表扰动相对较小，该工程征占地虽可引起小尺度的局部生境的差异，但这种小尺度的生境差异在自然界中也较为普遍存在，加之物种分布的不均性和生存空间的点间差异，不会对该区生物多样性造成威胁或较大幅度减少。但在产能建设过程中，因噪音及人为活动的影响等均会对物种生境带来间接的影响，可能迫使导致部分动物的栖息环境发生改变，影响产能区内的生物多样性，在产能区近距离内动物资源将明显减少，但在大区域环境上，不会发生明显改变。

5.7.4 生态影响评价结论

本项目的开发建设将使区域内的生物量有一定程度的下降，在采取必要的生态保护措施后，可以最大程度减小对生态的不利影响，对生态的影响可以接受，在生态上是可行的。

6.环境保护措施及可行性论证

6.1 大气环境保护措施

6.1.1 施工期大气环境保护措施

6.1.1.1 施工车辆尾气

加强对运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧；合理设计施工道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量；采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质汽柴油；运输车辆应采用进行年检尾气能够达到年检要求的车辆。

6.1.1.2 焊接烟尘

在条件允许的情况下，优先选用成的埋弧焊代替明弧焊；采用低尘低毒焊条，以降低焊接烟尘浓度；提高操作人员技术水平，减少焊接时间；优先选用机械化、自动化程度高的设备。

6.1.1.3 施工扬尘

根据《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中推进扬尘精细化管控要求，全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。本项目全面落实“六个百分百”抑尘措施，即“施工工地周边 100%围挡、物料堆放 100%覆盖、出入车辆 100%冲洗、施工现场地面 100%硬化、拆迁工地 100%湿法作业、渣土车辆 100%密闭运输”。施工现场每天对施工作业带进行 2 次洒水降尘，施工现场安排专人负责，遇到干旱和大风天气时，增加洒水降尘次数，确保无浮土扬尘。在进行开挖、回填等土方作业时，辅以洒水抑尘等措施。工程竣工后，施工现场的临设、围挡、垃圾等，及时清理完毕，清理时采取有效的降尘措施。

同时，针对本项目涉及的不同工程内容提出以下具体扬尘污染防治措施：

（1）井场扬尘污染防治措施

①定期清扫散落在施工场地的泥土，配备洒水车或其它洒水设备，及时对施工作业面进行洒水抑尘；

②遇大风天气停止土方作业；

③开挖土方集中堆放在背风侧，不宜堆积过久、过高，且应及时回填，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘、遮盖等措施，防止二次扬尘；散装物料集中堆置，并采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施；

④严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；

⑤运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中应加盖篷布。

（2）管线施工扬尘污染防治措施

①管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；

②敷设过程中，应严格按照施工作业带宽度控制施工范围，避免因施工开挖加剧评价区水土流失；

③合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化起尘；

④开挖过程中，弃土应放置于背风一侧，尽量平摊。由开挖管沟往地面送土时，施工人员应该低抛；

⑤施工完成后，立即对管线进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

（3）道路扬尘防治措施

①优化新建井场道路，尽量利用现有油区道路，减少新建钻前路的长度；道路选线尽量考虑居民区的避让，优选两侧 50m 范围内不分布或少分布民房的道路；

②对施工过程中使用频繁或运输负荷较大的道路路面进行硬化处理，以减少路面扬尘；

③各井场道路在施工前期即按照道路设计标准进行修建，并定期进行维护保养，从根本上降低施工期道路扬尘污染；

④运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方的车辆必须采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘；

⑤运输车辆通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘污染。

6.1.1.4 挥发性有机废气

储罐设备安装刷漆及防腐等过程应使用水性防腐涂料，采用低飞溅的涂装技术，减少涂料损耗，使用合适的刷涂或辊涂工具，减少滴漏。

6.1.1.5 施工期大气环境保护措施可行性

采取以上施工期大气污染防治措施后，施工场界颗粒物满足《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，施工期大气环境保护措施可行。

6.1.2 运营期大气环境保护措施

6.1.2.1 挥发性有机物

（1）采用合理工艺，选用优质材料，管道连接采用焊接方式并进行空气试压，管道与设备连接采用法兰连接并安装密封垫，保证正常生产无泄露；

（2）本工程不新建原油储罐，油井井口安装密封垫，原油集输采用密闭流程，油田采出水采用密闭管道集输，最大限度降低烃类气体的挥发，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）要求；

（3）定期对设备和管道进行检查、维修和保养，保证平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发；

（4）加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；

（5）精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程。

6.1.2.3 恶臭气体

（1）生化站污水处理采用密闭流程，微生物反应池加盖密闭，减少烃

类气体和恶臭气体的挥发；

(2) 严格执行操作规程，控制厌氧阶段水力停留时间，减少恶臭气体的产生；

(3) 及时进行排泥，避免有机物滞留腐败，减少恶臭气体的产生；

(4) 定期对设备和管道进行检查、维修和保养，保证平稳运行，减少恶臭气体的泄漏；

(5) 采用合理工艺，选用优质材料，管道连接采用焊接方式并进行空气试压，管道与设备连接采用法兰连接并安装密封垫，保证正常生产无泄露；

(6) 风机进出口设软连接与止回阀，防止气流倒灌。

6.1.2.3 食堂油烟

本工程综合维修中心新建的食堂产生的油烟经排烟罩收集后经油烟净化装置处理后经排气筒引至屋顶排放，油烟净化装置去除效率为 75%。

6.1.2.4 运行期大气环境保护措施可行性

通过采取以上措施，能够确保本工程运行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）中企业边界污染物控制要求，无组织排放的氨及硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界二级标准要求，本工程生化站采用密闭流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中废水收集和处理系统排放控制要求，本工程井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；新建井场及场站厂区内挥发性有机物（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。食堂油烟排放满足《饮食业油烟排放标准》（GB18483-2001）要求。

因此运行期产生的各类废气经处理后能够达标排放，不会对大气环境产生较大影响，运行期大气环境保护措施可行。

6.1.3 退役期大气污染防治措施

退役期大气污染物主要为油水井拆除过程中产生的施工扬尘和运输车辆尾气，通过场地洒水抑尘能够有效降低扬尘产生量，且退役期拆除过程持续时间较短，通过洒水抑尘后对环境空气的影响可接受。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期地表水环境保护措施

6.2.1.1 生活污水

本工程施工期产生的生活污水进入已建施工营地生活污水收集池，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂进行处理后排放至西干渠，目前，南区污水处理厂实际处理水量为 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余污水处理能力为 $2.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，满足本项目污水处理需求。根据大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂排污许可执行报告，该污水处理厂处理后污水能够达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后排放。

6.2.1.2 管道试压废水

新建管线产生的试压废水用罐车拉运至油气处理中心采出水处理站进行处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回用于井场压裂，不外排。经前述分析，该站处理能力满足本项目需求，依托可行。

6.2.1.5 管理措施

（1）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，尽量利用既有道路，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；

（2）施工期间产生的各类固体废物应及时清运并进行处置，不随意堆

放；施工期间产生的各类废水均应及时进行回收处理，不随意排放，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中；

（3）合理选择施工季节，避免雨季施工，如遇连续雨天应停止施工，并做好现场防护工作，保证施工废水不随地表径流流入地表水中；

（4）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。

6.2.2 运行期地表水环境保护措施

6.2.2.1 含油污水

本工程油田采出液分离出的含油污水管输至油气中心采出水处理站进行处理，处理后的污水经生化站处理合格后管输至复配接转站回用于井场压裂。处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应的限值要求及 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ 的要求。

6.2.2.2 作业废水

油井作业过程中铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。油井作业污水由作业罐车直接拉运至油气中心采出水处理站进行处理，处理后的污水经生化站处理合格后管输至复配接转站回用于井场压裂。处理后污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应的限值要求及 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ 的要求。

6.2.2.3 生活污水

本项目运营期间生化站和复配接转站不新增员工，无新增生活污水排放。综合维修中心员工生活污水经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

6.2.2.5 管理措施

（1）为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业废水回收装置、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，必须及时回收；

（2）定期巡检，设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对周围造成污染；

（3）油井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置等，并且使用罐车对作业废水进行回收，防止作业时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；

(4) 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%。

(5) 确保应急工具和设备齐备完好, 以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理, 避免对周围地表水环境产生污染;

(6) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性, 要加强监控, 对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测, 及时维修或更新。

6.2.3 退役期地表水污染防治措施

拆除设备清洗废水、废弃管道清洗废水等由罐车拉运至附近污水处理站处理, 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) 标准要求后回注地下开采油层。

退役期拆除工程生活污水排入附近场站等已建防渗旱厕, 由罐车拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

6.2.4 废水拉运防控措施

施工及运营单位在罐车拉运各类废水时应填写各项废水的转出台账, 包括种类、数量、转出时间, 运输车辆牌号、转入单位信息等, 应建立台账和运行管理档案, 进行备案, 并向当地生态环境主管部门报备。同时污水处理站应设置视频监控系统, 车辆应安装定位系统, 便于加强过程管理, 防治各项废水随意倾倒入外环境。

综上所述, 通过采取以上地表水环境保护措施, 本工程产生的各类废水都可以得到有效处置, 项目的地表水环境保护措施合理可行。

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 施工期地下水环境保护措施

(1) 本工程站场、集输管道等选址选线进行了合理设计, 避开了集中式饮用水源保护区, 同时绕避了集中式饮用水源的补给区、径流区;

(2) 施工过程产生的管道试压废水和生活污水均进行收集及处理，不随意排放；

(3) 本项目油井建设应按照《气田水注入技术要求》（SY/T6596）要求保证其完整性。

6.3.2 运营期地下水环境保护措施

(1) 油井运行期应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745）中要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(2) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水。

(3) 强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，若发生落地油散落，及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患。

(4) 油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，因此对工程实施污染分区防治措施。

(5) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

6.3.3 地下水分区防渗措施

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中污染控制难易程度分级参照表具体见表 6.3-1。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理。
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理。

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中包气带防污性能分级参照表具体见表 6.3-2，本工程所在区域的包气带调查结果，调查区包气带厚度 1.5~7.5m，主要为粉质黏土，粉质黏土垂向渗透系数为 $3.47 \times 10^{-5} \text{cm/s}$ ，包气带防污性能为中。

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。
中	岩(土)层单层厚度 $0.5\text{m} \leq Mb < 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。 岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件。

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中包气带防污性能分级参照表具体见表 6.3-3。

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机物 污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机物 污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

污染区地面防渗方案设计根据不同分区分别参照下列标准和规范：《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2019）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等要求进行防渗设计。根据各生产设施区功能、使用情况、污染物类型以及厂区包气带防污性能，本项目不同区域防渗要求确定结果见下表。

表 6.3-4 项目不同区域防渗要求确定结果一览表

类别	项目涉及区域	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗分区
管道	地下集输油及复配管道	中	难	持久性有机污染物	重点防渗区
复配接转站	净化水储罐	中	难	持久性有机污染物	重点防渗区
	泵房	中	易	持久性有机污染物	一般防渗区
	其它区域	中	易	其他类型	简单防渗区
生化站	微生物反应池、气浮操作间、外输水罐	中	难	持久性有机污染物	重点防渗区
	微生物操作间	中	易	持久性有机污染物	一般防渗区
	其它区域	中	易	其他类型	简单防渗区
作业井场	作业区	中	难	持久性有机污染物	重点防渗区
综合维修中心	污水池、化粪池、埋式一体化生活污水处理装置	中	难	其他类型	一般防渗区
	其它区域	中	易	其他类型	简单防渗区
井场	井场两相计算撬、三相分离撬等设备区	中	易	持久性有机污染物	一般防渗区
	井场其它区域	中	易	其他类型	简单防渗区

6.3.3.1 施工期

本工程施工期不设置各类易对地下水造成污染的物料存储设施，因此不进行分区防渗。

6.3.3.2 运行期

（1）埋地管道

地下集油管道，复配管道属于重点防渗区，管道采用无缝钢管，管道

连接方式采用焊接，同时采取阴极保护措施，保证管道完整性，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm。防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》HJ610-2016）中重点防渗区要求。

（2）油井井场

油井井场两相计算撬、三相分离撬等设备区属于一般防渗区，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区的要求。井场其它区域属于简单防渗区，地面进行夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区的要求。

（3）井下作业

油水井井场作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》中重点防渗区要求。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。

（4）新建场站

新建生化站微生物反应池、气浮操作间、外输水罐，新建复配接转站净化水储罐，属于重点防渗区。微生物反应池池体为抗渗钢筋混凝土结构，混凝土厚度 250mm，抗渗等级为 P8 级，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗要求，气浮操作间底部采用铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。新建复配接转站净化水储罐和生化站外输水罐采用一体化焊接技术，底部采用加厚钢板设计及沥青砂绝缘层等措施，环墙基础采用钢筋混凝土结构，基础防渗层铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能均满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗要求。

新建新建综合维修中心污水池、化粪池和地埋式一体化生活污水处理装置属于一般防渗区，生化站微生物操作间，复配接转站泵房为一般防渗区，生化站微生物操作间、复配接转站泵房等为一般防渗区，采用厚度不小于 20cm，抗渗标号为 P6，渗透系数为 $4.19 \times 10^{-9} \text{cm/s}$ 的水泥进行硬化处

理；综合维修中心污水池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置区采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足《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；

井场、新建场站除重点防渗区、一般防渗区以外的其他区域地面平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。

本工程地下水分区防渗见表 6.3-5，分区防渗图见图 6.3-1-6.3-6。

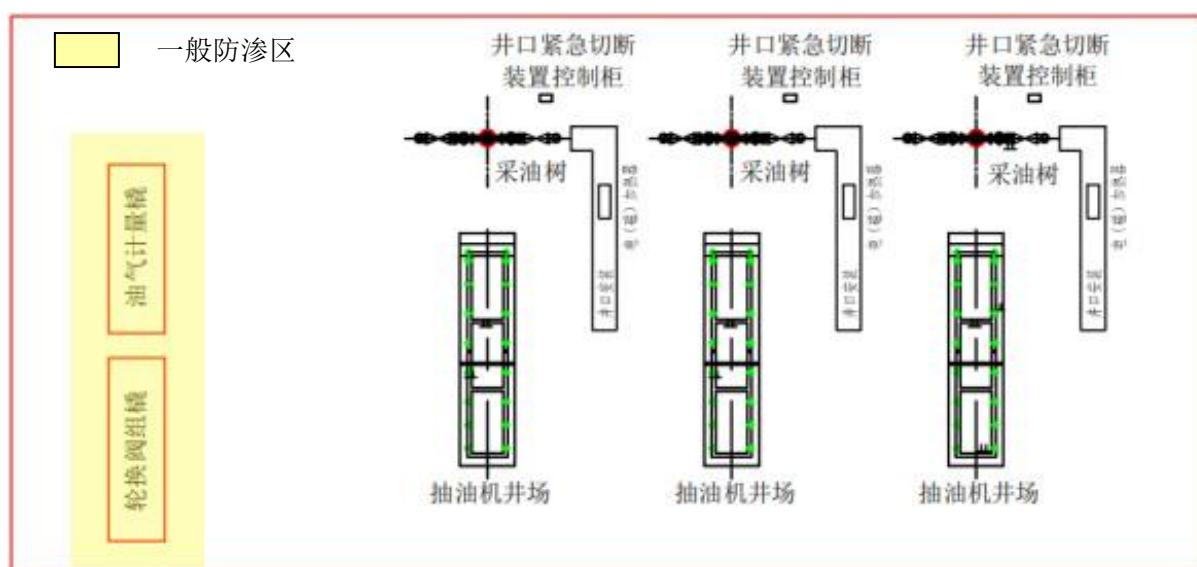


图 6.3-1 丛式井场分区防渗图

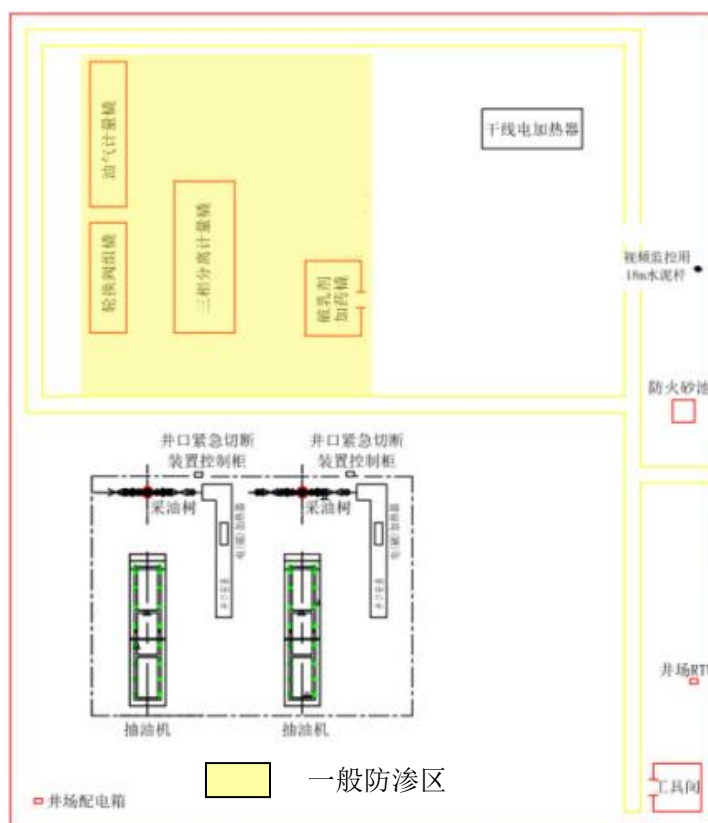


图 6.3-2 中心井场分区防渗图

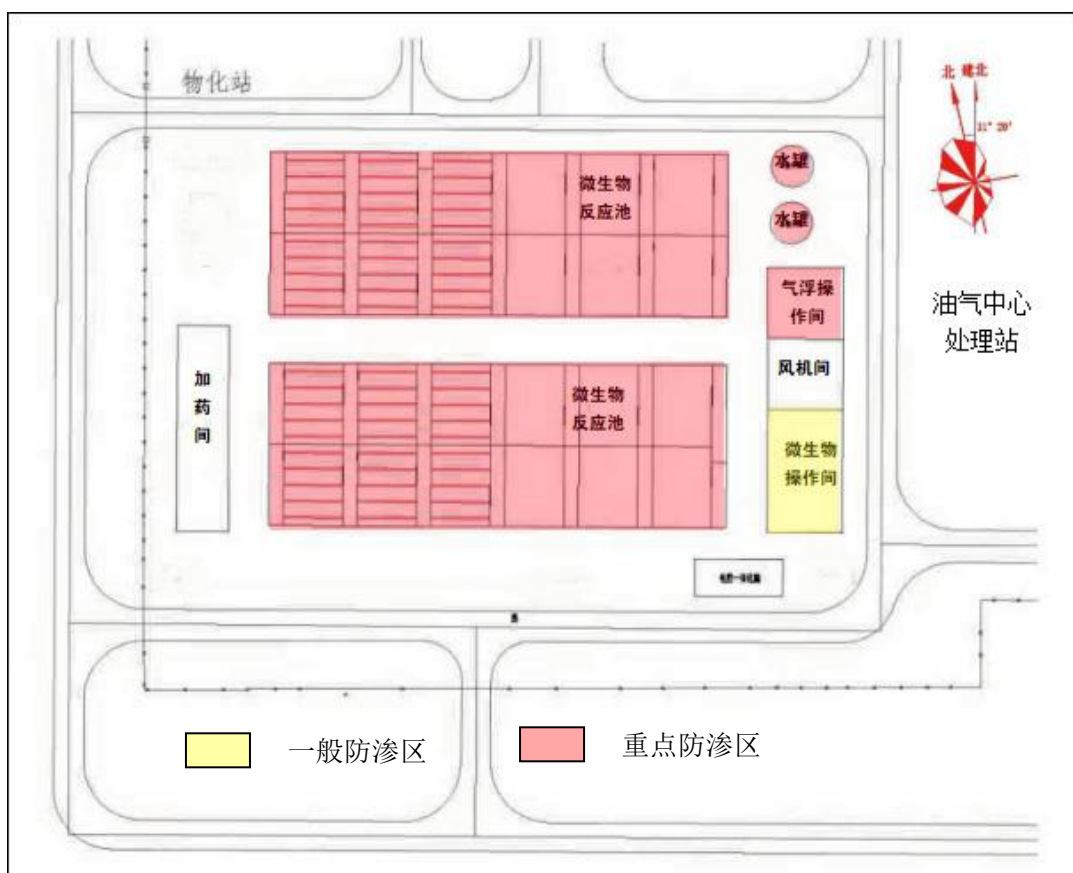


图 6.3-3 生化站分区防渗图

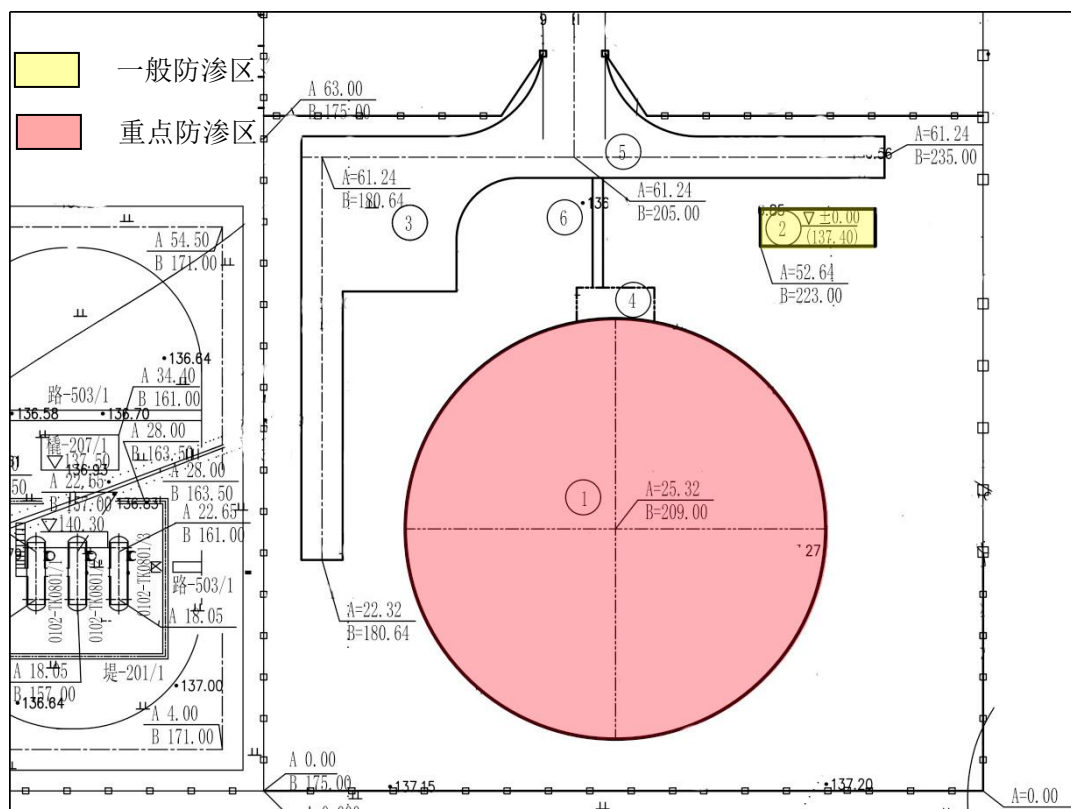


图 6.3-4 复配接转站分区防渗图

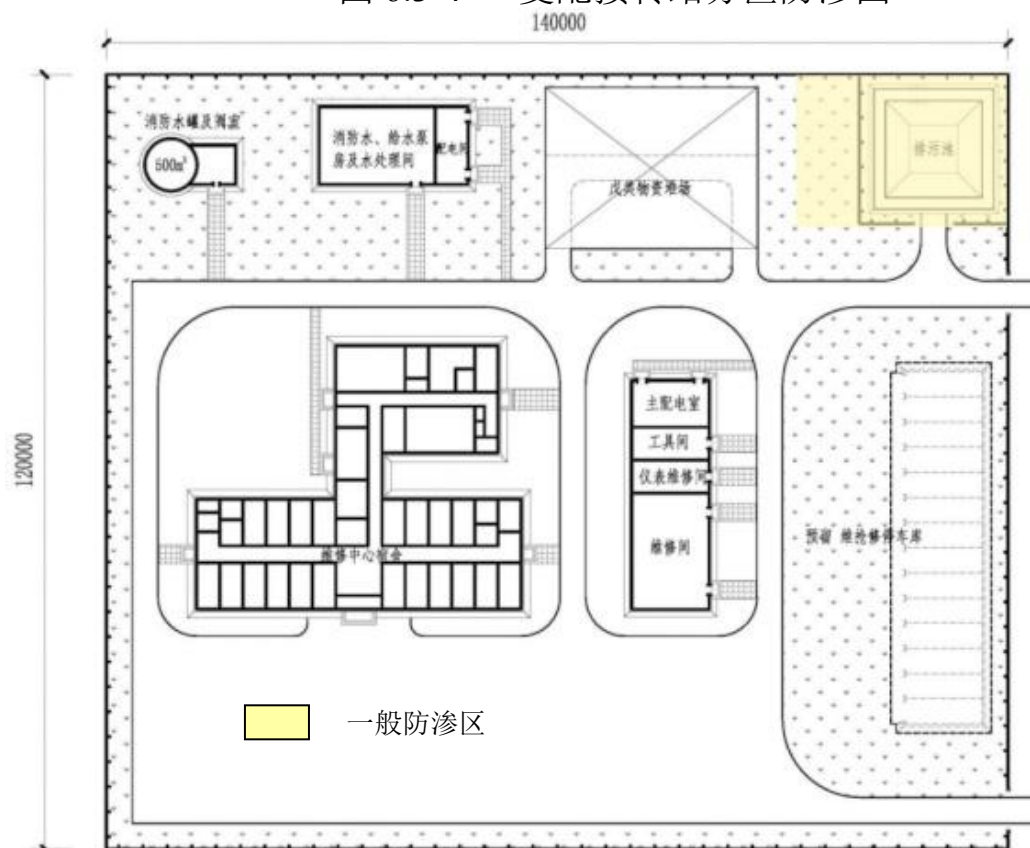


图 6.3-5 综合维修中心分区防渗图

6.3.4 退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

- （1）退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，避免对浅层地下水造成污染。
- （2）对关闭的油水井实施安全封堵。
- （3）对退役的油水井进行地下水跟踪监测，跟踪检测井依托采油五厂现有区域跟踪监测井。
- （4）油井退役后，应参照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

6.3.5 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，并存档建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、采油井套管及污染防控措施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果进行信息公开。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，根据地下水流向，依托工程区域附近取水井在工程上游设 1 个潜水背景监测点，并在建设项目区域内、两侧及下游设置 5 个跟踪监测点。跟踪监测计划见下表，跟踪监测点位图见附图 18。

表 6.3-5 地下水环境监测计划表

序号	点位	位置	功能	监测因子	监测频次
1	东地房子承压水	124°11'05.5326" 46°09'55.6925"	背景监测点（上游）	石油类、石油 烃（C ₆ ~C ₉ ）、 石油烃 （C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 砷、六价铬、 pH、挥发酚、 氨氮、耗氧量	1 次/半年
2	东地房子潜水	124°11'07.7848" 46°09'52.6395"	背景监测点（上游）		
3	查干文都潜水	124°15'44.1205" 46°06'19.7891"	污染扩散监测点（区 域内）		
4	胜利村潜水	124°13'36.8023" 46°01'43.2563"	污染扩散监测点（下 游）		

5	胜利村承压水	124°13'38.5556" 46°01'37.5576"	污染扩散监测点（下游）		
---	--------	-----------------------------------	-------------	--	--

综上所述，本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、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、应急响应进行控制。项目建设期和运营期均采取了相应的地下水环境保护措施，项目的地下水环境保护措施合理可行。建议建设单位制定地下水污染风险应急预案，加强地下水应急响应工作，发生风险时能够快速有效进行处理。

6.4 声环境保护措施

6.4.1 施工期声环境保护措施

（1）对施工场地进行合理布局，高噪音设备分散放置，并远离有人居的方向，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；

（2）降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；

（3）合理安排施工进度，减少施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；

（4）不可避免需要夜间施工时，应向周边工厂企业和居住点进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；

（5）施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响；

（6）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；

（7）施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响。

综上所述，通过采取上述措施，能够确保压裂施工、钻井施工、地面

施工等施工活动场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求。

6.4.2 运营期声环境保护措施

（1）井场抽油机、电机尽可能选用低噪声设备；

（2）新建场站新建机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备；固定机泵采用减震基础，隔声罩等减振、隔声措施，以降低设备噪声源强，机泵尽量布置在厂房内；

（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。

综上所述，通过采取上述措施，能够确保井场厂界噪声、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准：昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ 要求，不会对周围声环境产生较大影响，声环境保护措施合理可行。

6.4.3 退役期噪声污染控制措施

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期固体废物污染防治措施

（1）本项目产生管道施工废料在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工结束后统一收集由密闭运输车送第二采油厂工业固废处置场处理；

（2）施工人员产生的生活垃圾统一收集由垃圾运输车送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理；

（3）本工程施工期产生的建筑垃圾，在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，统一拉运至所在地建筑垃圾调配场。

6.5.2 运行期固体废物污染防治措施

(1) 油井作业及生产设施清淤产生的落地油及油泥(砂)属于危险废物,危险废物代码HW08/071-001-08,统一收集送至拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置;

(2) 生化站产生的污泥属于危险废物,危险废物代码HW08/900-210-08,委托有资质的单位处置;

(3) 运行期油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物,危险废物代码HW08/900-249-08,送第九采油厂危险废物贮存库,定期委托有资质单位处置;

(4) 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%。

6.5.3 退役期固体废物污染防治措施

退役期固体废物主要为拆除的抽油机、场站机泵等设备、封井垃圾、含油废防渗布、落地油、含油污泥及生活垃圾。

退役期油井和场站拆除废旧设备及管道回收至第五采油厂资产回收库。

封井垃圾为一般工业固体废物,拉运至第二采油厂工业固废填埋场处理;含油废防渗布的属于危险废物,统一暂存在第二采油厂含油防渗布储存库,委托有资质单位进行处置。

拆除过程中产生的落地油、含油污泥统一收集后拉运至萨南含油污泥处理站站减量化处理后,委托有资质单位进行处置,处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)标准限值后,用于铺设油田井场和通井路。

退役期施工人员生活垃圾统一收集后,拉运至大庆城控电力有限公司处理。

6.5.4 危险废物收集、贮存、运输管理措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》,本项目涉及的危险废

物必须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处置：

（1）从事危险废物收集、贮存、运输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）危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

（3）危险废物收集、贮存、运输的单位应建立规范的管理和技术管理人员培训制度，定期对管理和技术管理人员进行培训。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

（5）危险废物收集、贮存、运输过程中一旦发生意外事故，收集、贮存、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《突发环境事件信息报告办法》（2011 年环境保护部令 第 17 号）要求进行报告；

2）若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性或高传染性，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修复；

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，穿着防护服，并佩戴相应的防护用具。

（6）危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等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。

（7）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、储罐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。

(8) 运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。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。

综上所述，本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境的影响可接受。

6.6 生态环境保护措施

6.6.1 施工期生态环境保护措施

(1) 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，以减少地表植被破坏；

(2) 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；

(3) 本工程临时占用耕地、草地和林地，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30 cm 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；

(4) 按照实际情况选择施工季节，尽量避开植物生长期，减少对生态的影响；施工作业避免在大风、大雨天施工；

(5) 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；

(6) 加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，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。

(7) 临时占地剥离表层熟土，按表土剥离方案进行表土剥离与利用，施工结束后平整地面及时恢复临时占地的地表形态和植被；

(8) 管道建设工程结束后，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；

(9) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤；

(10) 本工程永久占地为一般耕地、一般草地和林地，对于永久占地采

取经济补偿措施，同时对永久占地内的树木进行移栽。

6.6.2 运行期生态保护措施

（1）严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；

（2）油水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、时间上对生态的影响；

（3）油水井作业结束后，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的影响；

（4）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。

本工程典型生态保护措施平面布置示意图见附图 19。

6.6.3 水土流失防治措施

（1）管道施工尽量缩小占地面积，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；

（2）管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

（3）管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。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）管道穿越耕地区域，主体工程设计中要求施工结束后进行复垦，以恢复原有土地生产力；

（5）井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复；

（6）施工建设期，施工车辆应固定行驶路线，施工结束后，对施工期由于施工车辆碾压所破坏的地表植被进行恢复；

（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。

6.6.4 防沙治沙措施

本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（2）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。

（3）在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，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”。

（4）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。

（5）施工作业避免在大风天施工。

（6）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。

（7）根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.5 永久基本农田保护措施

（1）项目选址占用农耕区，在选址过程应注意尽量避开永久基本农田。

（2）合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以

后进行，以减少农业生产损失。

(3) 施工便道应尽量避免开永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。

(4) 建设单位应严格执行国家及地方法律法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

(5) 建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。

(6) 划定施工范围，减小临时占地面积，减少对永久基本农田的占用。

(7) 严格按照《中华人民共和国基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域永久基本农田地力。

(8) 施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。

(9) 施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

6.6.6 黑土地保护措施

按照《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求根据有关标准、规范和管理规定剥离表土，施工前编制表土剥离方案。

本项目施工过程中尽量保护黑土地，不打乱土层，工程占地范围内分层开挖，先剥离表土层（约 30cm），单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。项目临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。按照《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》等文件规定，对于项目永久占地剥离的表层黑土外运，且优先用于土地整治、高标准农田建设、工矿废弃地复垦、生态修复等，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产生活。建设单位在施工前按照相关规定组织编制施工方案，方案中明确表土剥离相关要求，施工占地范围内的表土剥离方案。在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用

现有道路，减少新建道路，减少对耕地的占用。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）中相关要求，控制通井路的宽度和井场永久占地面积，尽量减少对黑土地的占用。

施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。

6.6.7 湿地保护措施

（1）规范包括施工及管理人员在内所有人员的行为，禁止人们乱丢生活垃圾，减轻人为活动对湿地生态系统的影响。

（2）加强管理和监督，禁止工程施工期间，施工和外来人员向湿地内丢弃废物。

（3）项目施工期间，严禁捕杀在湿地内活动的野生动物。

（4）车辆运输过程应注意尽量避开湿地，避免破坏其生态环境。

（5）对永久占用的湿地进行补偿，施工结束后及时对临时占用的湿地进行植被恢复。

6.6.8 退役期生态环境保护措施

油田退役期，根据当地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建。

6.6.8.1 井场生态恢复与重建措施

（1）油水井退役或报废后，应当在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复。

（2）井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物。

（3）在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、

处置，防止污染周围土壤环境。

(4) 保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

6.6.8.2 管线生态恢复与重建措施

(1) 妥善处理退役期油区管道中残存的少量原油，推送至相应场站处理。

(2) 加强对管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

综上，本项目采取生态恢复与重建措施可有效地将生态环境的影响降到最低程度，建议企业对拟退役的废弃井场制定相应的生态修复方案。

6.7 土壤环境保护措施

6.7.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 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。本工程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。根据油田地面工程规划方案，本工程对占用的草地进行补偿。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 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，以便尽快恢复植被。

6.7.2 运营期土壤环境保护措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、

应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在油井井口、集输管道、新建场站设施设备及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物及原油跑、冒、滴、漏，将泄漏的环境风险事故降到最低程度。

- ①井下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”，井下作业后无污油、污水遗留井场。
- ②采取分区防渗措施，防止污油污水溅落，污染土壤。
- ③加强管理，管道采用重点防渗处理（采用无缝钢管；采用管道内防腐；管道的连接方式应采用焊接），杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏。
- ④提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。

（2）末端控制措施

主要包括场地内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即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

为及时了解工程永久占地内及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，本工程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，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 3 个，具体跟踪监测计划见表 6.7-1，土壤跟踪监测点位示意图见附图 18。

表 6.7-1 土壤环境监测计划表

点位	经度	纬度	监测因子	监测频次
拟建 1-3#中心井场	124° 15'27.0608"	46° 08'59.9217"	石油类、石油 烃（C ₆ ~C ₉ ）、 石油烃 （C ₁₀ ~C ₄₀ ）、	1 次/年
古页 2202H-Q9 中心井 场	124° 12'47.3592"	46° 06'25.7121"		

拟建生化站	124° 17'47.3491"	46° 03'52.1640"	汞、砷、六价铬	
-------	------------------	-----------------	---------	--

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

(4) 应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

通过采取上述土壤环境保护措施，能够确保本项目对周围土壤环境的破坏得到有效控制，不会对土壤环境产生较大影响，土壤环境保护措施可行。

6.7.3 退役期土壤环境保护措施

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.8 温室气体管控

(1) 井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，定期排出站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

(3) 依托场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

(4) 油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

6.9 环保措施投资估算

6.9.1 环境保护投资估算

本项目总投资21033万元，其中环保投资683.7万元，占总投资的3.3%，环保投资估算情况见下表。

6.9-1 环境保护投资估算表 单位：万元

时期	环保工程名称			万元	备注
施工期	废气	施工扬尘、	洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等苫布等。运输车辆遮盖篷布、施工场地，道路临时硬化	19	1 万元/场地
	废水	试压废水	新建管道试压废水经罐车拉运至油气中心采出水处理站处理，处理达标后回用于压裂	15	/
		生活污水	生活污水排入已建施工营地生活污水收集池，定期拉运至南区污水处理厂	6	/
	固废	一般工业固废	施工废料由施工部门尽可能回收利用，无法回收利用的运至天然气分公司工业固废填埋场处置；建筑垃圾送所在地建筑垃圾调配场	2	/
		生活垃圾	施工垃圾及生活垃圾的收集、清运及处置	1.6	/
	噪声	机械设备	低噪声设备、施工围挡	8	0.5 万元/井场
	生态恢复	生态恢复	对永久占用的 1.875hm ² 耕地进行经济补偿	4	旱田补偿 2.10 万元/hm ²
			对永久占用 2.465 hm ² 草地进行经济补偿	1	草地补偿 0.37 万元/hm ² 计
		生态补偿	对临时占用的25.96 hm ² 耕地进行等质量复耕，对临时占用的27.14hm ² 草地进行自然恢复	53	根据国家临时占地补偿标准，临时占地生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计
		防沙治沙	防沙治沙措施及水土流失措施		
运行期	废水	作业废水	作业废水拉运至油气中心采出水处理站	1	按油田内部要求清运

固废	危险废物	落地油及油泥（砂）罐车拉运统一收集送黑龙江迈景环保科技有限公司（龙凤）理，生化站污泥外委处置	500	按油田内部要求清运
		含油废防渗布委托有资质单位定期拉运处置	0.1	参考处理费用约0.3万元/t
	地下水	跟踪井	布设地下水跟踪监测井（依托5口跟踪监测井）	/
		防渗	厂区分区防渗，重点污染防渗区防渗层的防渗性能：等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB18598 执行；渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$ 。一般污染防渗区防渗层的防渗性能：等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB16889 执行；渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。简单防渗区一般地面硬化。并留存相关的影像资料	50
		噪声	新建场站新建机泵置于室内，采用减震基础，隔声罩等措施	10
	土壤	布设3个土壤跟踪监测点	3	
	风险措施	根据需要设置围堰、配备围油栏、铁锹等应急工具。设置警示牌、专人管理；配套应急物资，如砂土、干燥石灰、泡沫或干粉灭火器等；制定应急环境监测计划，包括监测因子、监测点位、监测频次等。编制突发环境事件应急预案，配备应急救援技术人员，对职工风险意识、安全意识及一般急救措施的培训等。定期进行应急预案训练及演习，并有培训演习记录	10	
合计（万元）			683.7	

6.10 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的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。

6.10.1 环境损失费估算

油田开发过程中，由于井场建设、管道铺设、修路等，需要占用大面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和

资源损失费来估算。

（1）植被损失费

项目永久占用耕地面积 1.875hm^2 ，地表农作物主要为玉米，损失量按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 计算，则每年损失玉米量约为 14.06t ，价格按 $1500\text{元}/\text{t}$ ，则10年损失费用为 21.1万元 。油田建成投产后，永久性占地无法恢复。本项目施工期临时占用耕地面积为 25.96hm^2 ，耕地农作物为玉米，玉米损失量按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 计算，临时占地按第1年产量完全损失，第2、3年损失30%计算，随后恢复正常产量，三年间总共损失玉米产量为 311.52t ，价格按玉米 $1500\text{元}/\text{t}$ 计，则共损失 46.7万元 。

本项目永久占用草地 2.465hm^2 ，草地损失草量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，10年间共计损失牧草为 27.7t ，价格按 $700\text{元}/\text{t}$ 计，草地损失约为 1.9万元 ，项目建成投产后，永久性占地无法恢复。本项目临时占用草地 27.14hm^2 ，草地损失草量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，3年后可恢复原貌，价格按 $700\text{元}/\text{t}$ 计，草地损失约为 6.4万元 ，施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复原有地表形态。

（2）资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产10年间该项目将有 6t 烃类排入大气，每吨按 1529.7元 计，相当于损失 1万元 。

6.10.2 环境经济效益分析结论

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。

7.环境风险评价

7.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质主要为运营期改扩建场站内及密闭集输管道内的原油和天然气及化验室内储存的试剂（破乳剂、二氯甲烷、次氯酸钠、乙酸、硝酸银和盐酸），氢氧化钠和乙醇不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中的风险物质。物料的危险性分析如下：

7.1.1 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 7.1-1 原油安全技术说明书

理化常数	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	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。			
危险性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。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。

7.1.2 伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 7.1-2 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、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。		
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。

7.2 生产系统风险性识别

本工程全过程生产系统主要包括井下作业（修井）、采油和油气集输，主要存在井喷、物料泄漏、套管破损、油气泄漏遇明火发生火灾、爆炸等事故风险。

7.2.1 井喷事故

油井作业时由于井控措施失效可能发生井喷。

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，原油数百以至上千吨，并且井喷发生时，当天然气在空气中的浓度达到 5%~16% 时，遇火可形成爆炸，而在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，无论是火灾还是爆炸均会造成灾难性的后果。

7.2.2 套管破损

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。一旦套管发生破损，原油或天然气从破损套管中漏出可能对地下水造成污染。套管破损可能的污染途径包括：污染物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。

7.2.3 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：（1）组

织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

（2）设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；（3）设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；（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。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。

7.2.4 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。化验室使用的部分试剂及其挥发气体具有毒性，泄漏后接接触人员可能会出现头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。

7.2.5 物料泄漏

在生产运行过程中由于处理、输送工艺物料的管道、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生油气水泄漏，对环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

- （1）管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- （2）管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- （3）管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- （4）操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- （5）设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- （6）动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- （7）在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- （8）其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。根据油田的运行经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的油水井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

本工程生产系统风险识别见表 7.2-1。

表 7.2-1 工程生产系统环境风险识别表

危险单元	主要生产活动	危险介质	主要危险特性
井场	井下作业	原油、天然气	井喷、油气水泄漏、火灾爆炸引发的次生污染
	单井集输管网	原油、天然气	油气泄漏、火灾爆炸引发的次生污染
	计量分离撬、三相分离撬	原油、天然气	油气泄漏、火灾爆炸引发的次生污染
生化站	污水处理	含油污水	污水泄漏
复配接转站	污水储存	含油污水	污水泄漏
天然气管道	油气集输	天然气	天然气泄漏、火灾爆炸引发的次生污染
集油管道	油气集输	原油	油水泄漏、火灾爆炸引发的次生污染

7.3 环境风险分析

7.3.1 大气环境影响分析

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。若遇明火，引发的火灾、爆炸事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，产生的一氧化碳、二氧化硫会在燃烧室释放到大气中，并与气溶胶颗粒物结合，形成烟雾，对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对敏感点及周围大气环境的影响不会太严重。

7.3.2 地表水环境影响分析

本工程共运营期事故状态下对水体产生污染途径主要为集输管线泄漏和油井作业发生油水泄漏。在考虑地表径流受土壤渗滤、地表植被截流等综合作用的前提下，石油类物质对区域内地表水质产生一定的影响，

但影响程度较小，并且油田使用污油污水回收设施对事故状态下落地油进行回收，可以控制本工程作业过程对周围地表水体的影响。

本工程水域内的集油管线均沿通井路路肩进行敷设，如果发生管线泄漏，原油会对地表水水质及沿岸生态环境造成严重破坏。油溢至水中后都存在图 7.3-1 的几种状态。集油注水管线每天巡线 1 次，若发生泄漏，能够及时报警并采取紧急措施。

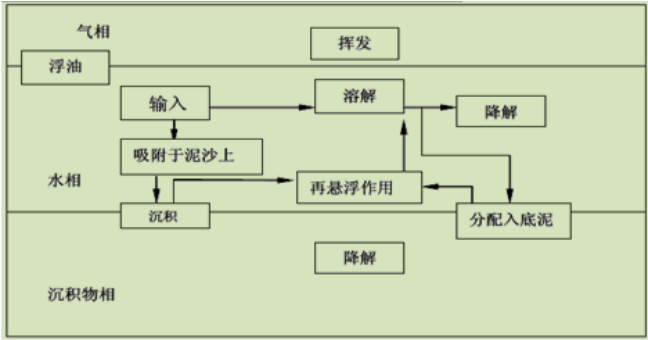


图 7.3-1 原油溢至水体中的几种状态

首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。在水体中，根据水体的流态不同，存在着大小和尺度不同的涡旋和湍流，使得油膜在扩展的基础上进一步扩大其范围。油膜随水流流动而发生的纵向位移。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。发生溢油事故后，石油中的可溶组份会溶于水中。可溶性组份主要是低碳的直链烷烃和一些芳香烃。溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。由于水体中涡旋和湍流的存在，水中一定量的油以乳化形式存在。利用水体的自净作用，水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。石油的某些组分可以作为微生物的能量或碳源而被降解，使油的体积不断减少。由于降解是个复杂的生化过程，而且降解又是细菌不断累积才能达到明显的消减污染物的效果，所以生物降解所需时间长。据此，可以认为原油在中随水流漂移的短暂时段内可忽略生物降解过程。因油污降解性差将在水体中停留一段时间，如在水面形成油膜，阻碍了水体与大气之间的气体交换，

影响地表水的水质。

由以上分析可知，原油进入地表水后会对地表水产生一定的影响，所以井场设临时围堰，可有效防止冒漏时污水流入水体内污染地表水。若一旦发生严重泄露后，应同时采取相应的应急处置措施，将污染物对地表水的影响降低到最低。

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。

本工程应对地表水体附近的生产设施加强检测，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，禁止在雨天进行修井等作业，作业过程中严格配备污水回收装置，经井口进入密闭罐车，同时在作业井场设置可拆装的玻璃钢围堰，铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，对可能发生的跑、冒、滴、漏进行阻隔收集，从而降低作业污水对地表水体的影响。

管内泄漏油水污染物在雨季期间可能随地表径流流向下游，管线泄漏可以通过场站自动监控系统监测及时发现事故，发现后及时关停管道限制事故影响范围，并马上启动事故应急预案，迅速在管道泄漏点周围修筑围堤，防止含油污水扩散，若含油污水已进入水域，用围油栏将污染水域围住，并及时回收油水，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。采取应急措施后，不会对周围地表水体造成较大影响。

7.3.3 地下水环境影响分析

(1) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、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。

本项目表层套管下至 117m，在地下水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（2）套损对地下水的影响

由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄露的概率约 1/400 万到 1/100 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

（3）地面设施泄漏对地下水的影响

本工程扩建南九转油站，新建各类管道，新建化验室等，事故状态下对地下水污染途径主要是油水、化验试剂和变压器油的事故泄漏。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。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

7.3.4 对土壤环境的影响

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。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

7.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

7.4 分析结论

本工程的主要环境风险是井喷、物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤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、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，并定期演习，避免重大污染事故的发生。本工程建设项目环境风险简单分析内容表见表 7.4-1。

表 7.4-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(大同区、杜蒙)	(/)县	()园区

			县) 区	
地理坐标	经度	124°11'06.4079"~124°19'25.4910"	纬度	46°01'35.9122"~46°10'47.6753"
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、天然气管道、场站等			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	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：本工程附近存在地表水体，如果发生井喷事故或油水泄漏事故时可能导致原油直接进入地表水体，对其水质造成污染。 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水井管线、设备的事故泄漏。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。在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。 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和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。			
风险防范措施要求	井下作业时井口安装防喷器，制严格的操作规程，发生异常情况及时进行处理；管道进行试压后才能投入使用，本工程所属区域集输系统金属管道，采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克作为外防腐措施。对处于低洼地区的站间管道以及转油站至计量间和脱水站道采用强制电流阴极保护，同时对管道、油水井及场站进行定期巡线巡检，制定操作规程并严格执行，制定应急预案并按预案要求的响应程序进行预警、报警、信息报告、应急救援及现场处理等，在采取以上措施后，本工程风险可控。			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 0.40221<1，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井喷、管道及场站的油气水泄漏、化验试剂泄漏和火灾爆炸，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。				

7.5 环境风险防范措施

7.5.1 集输系统事故风险防范措施

（1）严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

（2）对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

（3）定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

（4）生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

（5）当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩

散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

（6）将被泄漏原油污染的土壤清理后送萨南含油污泥处理站进行减量化处理，处理后委托大庆鑫垠环保工程有限公司进行处理；

（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；

（9）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；

（10）制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

（11）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。

7.5.2 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，在作业前应先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；

（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，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

（5）在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，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 4.0 Mpa 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，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

(7) 作业起下管柱、冲沙时井口必须安装简易控制器和油管放喷阀门，不起下管柱时，需将井口坐好，并关闭油管和套管闸门，需要放喷时产生的污水必须排到罐车，并拉运到污水处理站处理；冲沙过程中井口要坐好简易控制器，出口水龙带连接到罐车，然后将污水拉运到污水站处理。

7.5.3 场站泄漏事故风险防范措施

(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关闭各类生产设备，根据实际情况将泄漏设备内的液态物质排入站外设置的污水池、排污池或事故池内，在泄漏点位周围修筑临时围堤，控制扩散范围，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；对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送萨南含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆鑫垠环保工程有限公司处理；

(3) 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；

(4) 加强场站管理，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；

(5) 定期检测设备设施的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(6) 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；平稳操作，避免系统压力超高放空；

(7) 定期维护保养容器、设备和站内管线；站内新建变压器下方设置容积约为 1m³ 事故油池，事故油池作重点防渗处理；

(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；

(9) 加强监测预警，工作人员通过控制室可视化监控站内压力、流量等数据，并进行站内巡查，发生事故时可以及时采取切断措施。完善站场、区块环境突发事件应急预案。

7.6 应急要求

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，指导人员撤离，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。

建设单位应健全应急管理组织机构，配套完备的应急处置及救援物资，制定突发环境事件应急预案并到建设项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，防止污染事故发生。

(1) 应急预案调查

大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2024 年在大庆市生态环境局备案，备案编号为：230604-2024-12-H，该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；预案中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染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第九采油厂突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

本项目建设性质为改扩建，还应针对不同的事故分别编制作业、洗井废水泄漏收集，受污染土壤处置等相关专项预案。

本项目建设单位大庆油田有限责任公司岩油勘探开发指挥部为新成立部门，属于大庆油田有限责任公司的二级机构，目前尚未建立完善的突发环境事件应急预案体系，执行大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案的相关要求。建议页岩油勘探开发指挥部根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，根据具体情况编制《突发环境事件应急预案》并与大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案联动，并及时将本项目纳入预案系统内，报大庆市生态环境局备案。应急预案中应明确应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证本项目发生的风险事故得到及时救援和处理，降低环境风险的危害，能够满足应急要求。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订。

应急预案主要内容如下表。

表 7.7-1 应急预案的主要内容

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	环境保护目标涉及的周围村庄、风景区、生活区、附近水域等。
2	应急组织机构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应程序	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施。
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及跨区域的还

序号	项目	主要内容
		应与相关区域生态环境部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员。
6	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康。
7	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序，事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施，邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施。
8	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施（包括生态环境），组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价。
9	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练。
10	公众教育和信息	对邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组等，具体分工表见下表。

表 7.7-2 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，由指挥部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。
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。

（2）应急演练及培训情况

企业应定期进行应急演练。此外，项目应急组织管理机构应对岗位人员加强日常的应急处理能力的培训，提高事故应急处理能力，对应急计划中有关的每个人的职责能够明确分工，对大多数应急计划都能够进行定期训练和演练，做到有条不紊，各负其责，发生事故时，能立即赶赴现场，进行有效的处理和防护工作，同时能够对周围居民的应急教育和宣传工作。

(3) 应急状态地企联动

企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门以及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 7.7-3 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
大庆油田总医院	0459-5884608
油田消防支队	119
大庆市消防队	119
大庆市生态环境局	12369
大庆市公安局	110
大庆油田有限责任公司第九采油厂	0459-4690999
大庆油田有限责任公司岩油勘探开发指挥部	0459-5989989

7.7 风险评价结论

本项目涉及的危险物质为原油、伴生气及火灾爆炸事故。可能存在的风险单元包括井场、集油管道、天然气管道等。本项目各时段危险物质存在量与临界量比值 Q 值均 <1 ，环境风险潜势为 I ，风险评价等级为简单分析。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。本项目环境风险评价自查表见附表。

8.环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）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；

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 组织结构

现有工程运营期的环境管理由大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部负责，页岩油勘探开发指挥部已经建立了 HSE 管理体系和相应的管理机构。HSE 管理体系针对废水废气、噪声、固废排放管理和资源能源消耗、化学品使用、各类跑冒滴漏等方面制定了运行控制程序和相应的管理制度，各场站都制定了更为细化的针对性的作业指导书。环境管理机构基本设置如下：在公司设 HSE 委员会，下设 HSE 办公室，采油厂设 HSE 管理小组。各下属单位设专职环保员 1 名，为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

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；油田公司及厂矿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、道路和管道的建设过程对区域内生态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。

8.2 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页岩油勘探开发指挥部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页岩油勘探开发指挥部安全环保部，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、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场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 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 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量（产生量）	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	少量	施工场地设置围护；施工现场洒水消尘，表土及建材堆放上覆盖遮盖材料；施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求不外排
		焊接烟尘	颗粒物	0.008t	分散焊接，采用二氧化碳保护焊技术	
		挥发性有机物	非甲烷总烃	0.4t	使用先进的喷涂工艺，减少喷涂时间	
2	废水	生活污水	COD、NH ₃ -N 等	640m ³	生活污水进入已建施工营地生活污水收集系统	南区污水处理厂进水水质要求
		试压废水	SS	1488.7m ³	送至油气中心采出水处理站处理后回用于井场压裂	不外排
3	固废	管道施工废料	/	1.4t	送第天然气分公司工业固废处置场处置	
		建筑垃圾	/	170.5t	统一拉运至所在地建筑垃圾调配场处理	不外排
		生活垃圾	/	5t	送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	80~95 dB（A）	选用低噪声设备，定期进行保养和维护	符合《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 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量（产生量）	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	油气集输过程无组织废气	非甲烷烃	0.06t/a	采用密闭集输工艺	符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求
		生化站无组织废气	非甲烷烃	0.009t/a	加盖密闭，机械通风	符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
			氨	0.011t/a		
			H ₂ S	0.000022t/a		
		食堂油烟	油烟	0.015t/a	油烟净化装置	符合《饮食业油烟排放标准》（GB18483-2001）
2	废水	油田采出水	石油类等	138.23×10 ⁴ m ³ a	管输或拉运至油气中心采出水处理站及生化站处理后输至复配转站回用于井场压裂	不外排
		作业污水	石油类、悬浮物	69.3m ³ /a		
		生活污水	COD 等	7008m ³ /a	经化粪池预处理后，进入一体化生活污水处理装置，出水达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）中城市绿化标准后最终排至污水池，作为绿化用水，剩余污水外运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理	
3	固废	油泥	石油类	4t/a	委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理	不外排
		落地油	石油类	0.9t/a		
		含油废防渗布	石油类	0.35t/a	收集暂存第九采油厂危废贮存库，定期委托有资质单位处置	不外排
		生化站排泥	石油类	14782.5t/a	委托有资质单位处置	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	65～70dB（A）	选低噪声设备，场站机泵等设置于室内并采取减震基础等	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）要求

8.2.6 总量控制

本工程投产后，新增非甲烷烃排放量 0.069t/a，建议按实际排放总量进行控制。

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- （1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- （2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- （3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- （4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要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。具体见表 8.2-3。

表 8.2-3 本工程施工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	场界扬尘	颗粒物	施工场界外 10m 范围内	1 次/施工期

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
2	场界噪声	连续等效 A 声级	施工场界外 1m	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 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。

8.2.8.2 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站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，本工程制定监测计划具体见下表，实际运行时需结合采油厂日常监测方案执行。

表 8.2-4 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	厂界非甲烷总烃	非甲烷总烃	拟建井场场界	1 次/季

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
2	厂界恶臭气体	氨、H ₂ S	生化站厂界	1 次/半年
3	油烟	油烟	食堂排气筒	1 次/年
4	厂界噪声	连续等效 A 声级	生化站、复配接转站及井场厂界	1 次/季
5	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域；地表水为远肇泡。	事故发生 24 小时内

表 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、pH、氨氮、耗氧量	依托二厂现有跟踪监测井以及村屯设置 6 口（地下水流向上游 1 口潜水井：CY2-08 监测井；地下水流向两侧 2 口潜水井：CY2-18、CY2-10 监测井；下游 1 口潜水井：CY2-09 监测井；开发区域内 1 口潜水井：马家窑大队水井；1 口承压水井：马家窑大队承压水井	1 次/半年
2	土壤	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	拟建南 4-丁 20-斜 E060 永久占地内、九转油站扩建永久占地内、拟建南 3-41-斜 E058 永久占地内	1 次/年

表 8.2-6 生态环境监测

序号	调查内容	调查内容/因子	监测点位	监测频次	备注
1	植被恢复情况,包括植被覆盖率、植物多样性组成	植被恢复情况,包括植被覆盖率、植物多样性组成	拟建管道临时占地内	1 次/年,直至原植被恢复	采用《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)附录 B 监测方法

8.2.8.3 排污许可管理

根据《排污许可管理办法（试行）》（环境保护部令第 48 号），本项目应严格按照相关排污许可证改革的要求，在本项目取得环境影响评价审批意见后，排污行为发生前三十个工作日内向核发环保部门（大庆生态环境局）提出排污许可证的申请。应将项目建设内容、产品方案、建设规模、采用的工艺流程、工艺技术方案、污染防治措施、环保设施和治理措施、各类污染物排放总量、在线监测和自主监测要求、环境安全防范措施、环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证。企业在设

计、建设和运营过程中，需按照排污许可证管理要求进行监测和申报，发生变更应及时进行申报，重大变更应重新进行环境影响评价和申请许可证变更，积极配合环保管理部分的监督核查。

9.环境影响评价结论

9.1 工程概况

项目名称：大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目

建设地点：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡、他拉哈镇和大同区和平街道境内

建设性质：改扩建。

工程规模：本工程主体工程内容为油气集输工程、站场工程。基建油井 26 口，形成平台 8 座，独立井 8 口，依托 1 号站和中心站进行原油及天然气处理与增压。新建集油支干线 48.35km。新建集气管道 3 条，共计 11.78km。新建中心井场 2 座，新建撬装设备 24 座，新建生化站和复配接转站各 1 座，复配回用管线 11km；新建综合维修中心 1 座；新建井口变电站 23 座，供电线路 36.9km；新建各类道路 18.15km；对本工程新建设施进行数字化建设。

占地面积：总占地面积为 60.175hm²。永久占地 7.075 hm²，其中永久占用草地（非基本草原）2.465hm²，永久占用耕地（基本农田）1.875hm²，永久占用交通运输用地 2.735hm²；临时占地 53.1hm²，其中临时占用草地（非基本草原）27.14hm²，临时占用耕地（基本农田）25.96hm²。

工程投资：21033 万元。

9.2 环境质量现状

9.2.1 空气环境质量现状

根据《2023 年大庆市生态环境状况公报》，项目所在区域为环境空气质量达标区。本项目所在区域内 TSP 日均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，非甲烷总烃满足《大气污染物

综合排放标准详解》中数值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。。项目所在区域其他污染物环境质量现状达标。

9.2.2 地表水质量现状

评价区连南引水渠道（南引水库）、南部引嫩总干渠水域功能为农业用水，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准；根据监测结果可知，各个地表水体监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准，总铬和镍监测浓度留作背景值。。

9.2.3 地下水环境质量现状

评价地区监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求；石油类满足《地表水环境质量标准》中 III 类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$ ）要求。

9.2.4 声环境质量现状

监测结果显示，评价区域内声环境能够满足 《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，声环境质量现状良好。

9.2.5 土壤环境质量现状

评价区域内的土壤中各项目指标能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，土壤环境质量状况良好。

9.2.6 生态现状

该区以草地和耕地生态系统为主，林地为辅，与原生草原生态系统相比，整个生态系统的生产力有下降，由于油田多年的生产开发，以及人工耕作，农药等有毒有害成份有所增加，以及本地区气候干旱、多风沙等气

候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

9.3 主要环境影响

9.3.1 空气环境影响评价

本工程施工期对大气环境的影响主要来自施工车辆排放的尾气以及道路、运输车辆和施工活动产生的扬尘、焊接烟尘和储罐刷漆产生的挥发气体，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，通过落实相应的预防措施，对大气环境影响较小。

本工程运行期原油集输采用全密闭工艺流程，通过估算模式的计算结果可知，本工程最大地面空气质量浓度为氨，最大占标率为 1.14%，大气评价等级为二级，对大气环境影响较小。本工程井场及新建场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；无组织排放的氨及硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界二级标准要求，本工程生化站采用密闭流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中废水收集和处理系统排放控制要求，食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）要求。井场及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。因此运行期产生的各类废气经处理后能够达标排放，不会对大气环境产生较大影响。

9.3.2 地表水环境影响分析

本工程施工期及运营期废水均不排入外环境。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，仅对地表水环境影响进行分析评价，从分析结果可知，本工程对周围地表水环境影响较小。

9.3.3 地下水环境影响评价

本工程在正常情况下对地下水环境影响很小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

9.3.4 声环境影响评价

在采取适当的降噪措施后，本工程运行期新建平台井场、单井井场、新建生化站、复配接转站厂界噪声，均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废弃物环境影响分析

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.3.6 生态影响评价

该项目的井场、场站、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。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态的不利影响，使生态在尽可能短的时间内得到恢复。

9.3.7 土壤环境影响评价

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，建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。因此本项目对土壤环境的影响较小。

9.3.8 环境风险分析

本工程的主要环境风险是井喷、物料泄漏和火灾爆炸，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，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.4 公众意见采纳情况

本项目由大庆油田有限责任公司第二采油厂通过粘贴公告、网上公示以及报纸公开等方式进行公众参与。征求意见的对象为项目周边的古城村、红城村等公民、法人和其他组织。

第一次征求意见时间为 2025 年 11 月 27 日起，公示网址：<http://dqyt.cnpc.com.cn/dq/hjpj/202511/b733d9bbe2b74f43ad0a8587c2030e60.shtml>。

9.5 环境影响经济损益分析

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。

9.6 环境管理与监测计划

企业应建立严格的环保岗位责任制，在关键的生产排污环节上设专人管理看护；另外应建立计算机辅助管理系统，使之更好地利用经济、技术、行政和教育手段，对损害环境质量的生产活动加以限制。同时应对主要污染源进行定期监测，建立污染源档案。

9.7 综合结论

综上所述，第二采油厂南四区东部过渡带萨尔图油层弱碱三元复合驱产能建设工程符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。

只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态保护措施和风险防范措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目建设是可行的。

附表 1 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目									
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5 km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>		500 ~ 2000t/a <input type="checkbox"/>				<500 t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其它污染物 (非甲烷总烃、TSP、氨、H ₂ S)						包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>			地方标准 <input type="checkbox"/>			附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>			二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2023) 年									
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>			主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>					不达标区 <input type="checkbox"/>				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL200 0 <input type="checkbox"/>	EDMS/AED T <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>			
	预测范围	边长≥ 50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长 = 5 km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子()					包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>				
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>					C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>				C 本项目最大标率>10% <input type="checkbox"/>				
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>				C 本项目最大标率>30% <input type="checkbox"/>				
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>				
	保证率日平均浓度和 年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>					C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>				
区域环境质量的整体 变化情况	k ≤-20% <input type="checkbox"/>					k >-20% <input type="checkbox"/>					
环境监测 计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、 颗粒物、林格曼黑度)				有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>			无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()				监测点位数 ()			无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>									
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m									
	污染源年排放量	氨: (0.011) t/a		H ₂ S: (0.000022) t/a		VOCs: (0.069) t/a		油烟: (0.015) t/a			
注: “ <input type="checkbox"/> ” 为勾选项, 填“√”; “()” 为内容填写项											

附表2 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>	
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 <input type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 既有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input checked="" type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		(石油类、NH ₃ -N、COD、BOD、硫化物、挥发酚、pH、溶解氧、悬浮物、总磷、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅)	监测断面或点位个数(10)个		
现状评价	评价范围	河流: 长度() km; 湖库、河口及近岸海域: 面积() km ²			
	评价因子	()			
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准()			
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/>		达标区 <input type="checkbox"/> ; 不达标区 <input type="checkbox"/>	

		底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/>				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称 （ ）		排放量/（t/a） （ ）		排放浓度/（mg/L） （ ）
	替代源排放情况	污染源名称 （ ）	排污许可证编号 （ ）	污染物名称 （ ）	排放量/（t/a） （ ）	排放浓度/（mg/L） （ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				
	防治措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
防治措施	监测计划	监测方式 手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		环境质量 手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		污染源 手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>
		监测点位 （ ）		（ ）		（ ）
		监测因子 （ ）		（ ）		（ ）
		污染物排放清单 <input type="checkbox"/>				
评价结论		可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 3 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大A声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源 调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响 预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>					
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input type="checkbox"/> √	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							

附表 4 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；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 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境□（ 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区□（ 自然景观□（ 自然遗迹□（ 其他□（
评价等级		一级□ 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级□ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（26.8103）km ² ；水域面积：（7.0203）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input checked="" type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他□
	调查时间	春季□；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季□；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期□；枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；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 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(7.075) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> ; d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-0.2m	
		柱状样点数	5		0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m	
现状监测因子	建设用地: pH、石油烃 (C6-C9)、石油烃 (C10-C40)、石油类、砷、镉、铬 (六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烷、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地: pH、石油烃 (C6-C9)、石油烃 (C10-C40)、石油类、砷、镉、汞、铜、铅、铬、镍、锌					
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB 15618√; GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	本项目所在地土壤环境质量满足《土壤质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》中第二类用地筛选值要求及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》表 1 农用地土壤污染风险筛选值要求				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (√)				
	预测分析内容	影响范围 (评价范围之内) 影响程度 (较轻)				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 (√)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		3	石油烃		1 次/3 年	
	信息公开指标					
评价结论		项目可行				

附表 6 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况						
风险调查	危险物质	名称	井场原油	井场天然气	管道原油	管道天然气	生化站原油	复配接转站原油
		存在总量/t	21.3	4.7508	23.18	1.1272	0.2	0.4
	环境敏感性	大气	500 m 范围内人口数人				5 km 范围内人口数_____人	
			每公里管段周边 200 m 范围内人口数（最大）					人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input type="checkbox"/>
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input type="checkbox"/>
包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系统危险性	Q 值	$Q < 1$ <input checked="" type="checkbox"/>		$1 \leq Q < 10$ <input type="checkbox"/>		$10 \leq Q < 100$ <input type="checkbox"/>		$Q > 100$ <input type="checkbox"/>
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input type="checkbox"/>		P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV ⁺ <input type="checkbox"/>		IV <input type="checkbox"/>		III <input type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>				易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>			地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 <input type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_____m					
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_____m					
	地表水	最近环境敏感目标_____, 到达时间_____h						
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d						
最近环境敏感目标_____, 到达时间_____d								
重点风险防范措施	油气集输及处理采用密闭流程；设置 PLC 控制系统，实现对生产运行的自动监视、控制，保证生产的安全稳定运行；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施。							
评价结论与建议	本工程的主要环境风险是物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。							
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“_”为填写项。								

