

大庆古龙页岩油 Q9 上段古页 1 井区、古页 18

井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目

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

二〇二六年三月

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	8
1.4 分析判定相关情况	11
1.5 选址合理性分析	43
1.6 关注的主要环境问题及环境影响	46
1.7 环境影响评价的主要结论	50
2.总则	52
2.1 编制依据	52
2.2 评价目的及原则	56
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	57
2.4 环境功能区划及环境评价标准	62
2.5 评价工作等级	69
2.6 评价范围及环境保护目标	80
2.7 评价工作内容及重点	88
3.建设项目工程分析	89
3.1 工程概况	89
3.2 现有工程分析	115
3.3 建设项目工程分析	147
4.环境现状调查与评价	203
4.1 自然环境现状调查与评价	203
4.2 环境保护目标调查	209
4.3 环境空气质量现状调查与评价	210
4.4 地下水环境现状调查与评价	212
4.5 声环境质量现状调查与评价	220
4.6 生态现状调查与评价	221
4.7 土壤环境现状调查与评价	264
4.8 地表水环境质量现状调查	276

4.9 区域污染源调查	283
5.环境影响预测与评价	285
5.1 环境空气影响预测与评价	285
5.2 地下水环境影响预测与评价	293
5.3 地表水环境影响分析	309
5.4 声环境影响预测与评价	313
5.5 固体废物环境影响分析	322
5.6 土壤环境影响预测与评价	328
5.7 生态环境影响预测与评价	334
6.环境保护措施及可行性论证	347
6.1 大气环境保护措施	347
6.2 地表水环境保护措施	352
6.3 地下水环境保护措施	355
6.4 声环境保护措施	365
6.5 固体废物污染防治措施	367
6.6 生态环境保护措施	370
6.7 土壤环境保护措施	384
6.8 环保措施投资估算	386
6.9 环境影响经济损益分析	388
7.环境风险评价	391
7.1 物质危险性识别	391
7.2 生产系统风险性识别	394
7.3 环境风险分析	397
7.4 分析结论	401
7.5 环境风险防范措施	402
7.5.8 中毒事故防范措施	408
7.6 应急要求	408
7.7 风险评价结论	411
8.环境管理与监测计划	412
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	412

8.2 环境监控	413
8.3 项目“三同时”一览表	421
9.环境影响评价结论	424
9.1 工程概况	424
9.2 环境质量现状	424
9.3 主要环境影响	426
9.4 公众意见采纳情况	428
9.5 环境影响经济损益分析	429
9.6 环境管理与监测计划	429
9.7 综合结论	429

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，全力加快古龙页岩油勘探开发进程。

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2020年实施的《古龙页岩油1号试验区部署开发先导试验产能建设项目》和2021年实施的《松辽盆地北部古页1试验区直井井组试验试采工程》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，实施《2023年页岩油古页8H1井区扩大项目》、《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》和《2023年页岩油指挥部13口零散井项目》，共部署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，2024年编制了《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。

为进一步开发大庆古龙页岩油Q₉油层，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部投资14.7136亿元，建设《大庆古龙页岩油Q₉上段古页1

井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目》。本工程为整体方案中的一个实施方案，于 2026 年实施。项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和肇源县境内，属于采油九厂辖区。本项目共部署水平井 36 口，均为新钻水平油井，包括大庆古龙页岩油 Q9 上段古页 1 井区（12 口）、大庆古龙页岩油 Q9 上段古页 18 井区（12 口）以及 Q9 油层零散补充井。其中，古页 1 井区、古页 18 目标靶层为 Q9 油层上段，零散补充井目标靶层为 Q9 油层下段。本次部署井组井距 500m，水平段长度 2000~2500 米。建成投产后，动用面积总计约 56.37km²，动用地质储量总计约 1091.6 万吨，共形成 7 个平台、21 口单井，建成后油总产能约 16.2×10⁴t/a，油气当量总产能约 20.47×10⁴t/a，评价期累积产油 93.9×10⁴t，累积油气当量产能 118.2×10⁴t。

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腰新乡、他拉哈镇和肇源县古龙镇、新站镇境内，地理位置图见附图 1。项目主要涉及 3 个部分，分别为古龙页岩油 Q9 上段古页 1 井区（以下简称古页 1 井区部分）、古龙页岩油 Q9 上段古页 18 井区（以下简称古页 18 井区部分）和 Q9 油层零散补充井（以下简称零散补充井部分）。本工程包括钻井工程、储层改造工程和地面建设工程。对新建油井及井场橇装设备进行数字化建设，数据传输至所归属的站场及油气中心处理站作业区生产管理中心进行监控。

其中，古页 1 井区部分新钻水平井 12 口，形成 2 座平台（均为 2 井平台），8 口独立井。新建集油支线 6.75km、单井集油管道 0.6km；1 座已建井场（古 1-5#）扩建为中心井场，配套建设三相分离器橇 1 座，破乳剂加药橇 1 座；井场配套建设油气计量橇 6 座，轮换阀组橇 6 座，中心井场扩建来油阀组橇 2 座；配套建设 30kW 井口电加热器 12 座；新建集气干线

2.01km、集气干线复线 2.7km；新建 10kV 柱上变电器及井口变电站共 12 座、井口动力配电柜 5 面、10kV 供电线路 7.7km、井场低压电缆线路 5.4km；新建无功补偿装置 6 套；新建进井通道 10.1km、通井土路 0.7km、进井通道 9.4km。

古页 18 井区部分新钻水平井 12 口，形成 2 座平台（均为 2 井平台），8 口独立井。新建集油支线 17.18km、干线复线 5.31km、单井集油管道 0.6km；新建油气计量橇 5 座、轮换阀组橇 5 座、中心井场来油阀组橇 2 座；配套建设 30kW 井口电加热器 12 座，对 4 座已建的中心井场配套 80kW 干线加热器 6 台；新建集气干线复线 5.31km；新建 10 千伏柱上变电器及井口变电站共 16 座、井口动力配电柜 5 面、10 千伏供电线路 5.5km、井场低压电缆线路 5.6km、无功补偿装置 6 套；新建进井通道 8.5km，通井土路 3.5km。

零散补充井部分新钻水平井 12 口，形成 3 座平台（2 座 2 井平台、1 座 3 井平台），5 口独立井。新建集油干线复线 3.8km，配套建设单井集油管道 8.46km；新建井场配套建设井口电加热器 12 座；油气中心处理站扩建 $16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模压缩机 1 台，新建集气干线复线 10.6km；新建变电站 10 千伏出线 1 回、10 千伏井口变电站 10 座、井口动力配电柜 6 面、10 千伏供电线路 3.2km、高压无功补偿装置 2 套；建设 4m 宽土路 4.4km 和 3.5m 宽进井通道 3.5km。

1.2.1.2 技术特点

本项目地面工程立足“高效、绿色、智能”的指导思想，采用“三优一简”技术措施，控投资、降成本。合理利用资源，实现油田开发与环境保护的绿色和谐发展。推进数字化建设，实现智能化管理，助力油田精益生产。

充分依托区域内已建的增压分输站和在建的油气中心处理站进行产液分离、伴生气增压，依托油气中心处理站进行原油脱水、原油稳定、天然气处理以及油田采出水处理。站外系统结合井位部署情况充分依托已建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。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。

通过地上地下一体化优化，实现区块内新井错峰开发，产量顺次达峰，减少了场站建设规模，实现了站场处理量相对平稳，相比同期开发，站场可降低建设规模 50%；利用滚动开发，采出液错峰返出的特点，压裂、复配等工艺管线采用临时管线，实现管道重复使用；多车组分散压裂，配合橇装复配站专门处理集中返排阶段产液，就地复配回用，减少新建水源井数量，降低建设投资。

利用单井初期出油高温特点，采用不加热集油工艺，相对掺水集输工艺，节约投资 60%以上；根据总体工艺布局模式的不同，优选增压分输站油气水分输建设模式，相比气液混输方案节约投资 40%以上，节约投资十年运行费用现值 30%以上；充分利用油井压力，天然气、原油自压进入处理装置，减少升压设备。

结合新井井位部署情况，充分依托扩大试验以及 Q9 油层产能工程建设的场站及站外系统、变电站及电力线路、维修的骨干道路、数据传输系统等；充分依托区域内已建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、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”，井场设两相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、施工车辆废气、钻井时柴油机排放的废气、试油放空以及应急放喷废气。

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。拟建项目井场分布区域平坦开阔，且应试油放空以及急放喷废气均经过放空管点燃后排放，处理后不会对区域环境空气及环境敏感目标造成污染。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液、生活污水及管道试压产生的废水。水基钻井废水随同废弃钻井泥浆进行处置，不外排。废弃油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理后回注油层。压裂返排液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后回用于复配压裂液。管道试压产生的废水洒水抑尘处理；生活污水集中收集后，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、钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、压裂设备噪声等。施工过程中尽可能合理安排施工时间，井场进行合理布局，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；钻机柴油机安装减振基础，泥浆泵安装减震垫，发电柴油机排气管安装消声器，并将高噪声设备安装在活动板房内；运输车辆优先选择避开居民区的路线，减速慢行，尽量不鸣笛。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钻井过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、落地油、废防渗布、废包装袋、建筑垃圾、施工废料，以及施工人员产生的生活垃圾。

施工期油基钻井泥浆(HW08)、油基岩屑(HW08)和废射孔液(HW08)、

落地油和含油污泥（HW08）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，产生的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）限值后，用作垫井场和通井路。含油废防渗布（HW08）暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用。

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中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，非含油防渗布、钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉等一般废弃包装袋以及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。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地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变，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。施工过程中划定施工活动范围，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。严格落实表土剥离方案，按要求进行表土剥离与利用，施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填，避免大风、大雨天施工，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。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，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洒水抑尘，不外排；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、甲醇。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，同时加强井下作业生产管理，控制烃类气体的无组织挥发，加强环境管理和环保知识宣传，定期对大气环境质量和各污染源进行监测，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。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，进入生化站进行处理，处理后进入复配接转站回用于井场压裂。本项目依托场站不新增劳动定员，不增加生活废水；现有员工产生的生活污水经化粪池预处理后排至原有污水池，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处理。

(3) 噪声

本项目运营期噪声源主要是抽油机及依托场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。本项目不新增员工，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12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 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目”环境影响评价工作委托后，立即组织有关技术人员于 2025 年 12 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钻井工程方案、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 2025 年 12 月—2026 年 1 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 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能

建设项目环境影响报告书》的编制工作，于 2026 年 3 月完成报告初稿编制。

编制过程中针对本项目开展了公众参与工作，2025 年***月***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。2026 年***月***日-2026 年***月***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***月***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 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井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：确定本项目环境影响评价工作等级，并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

评价，编制完成各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。

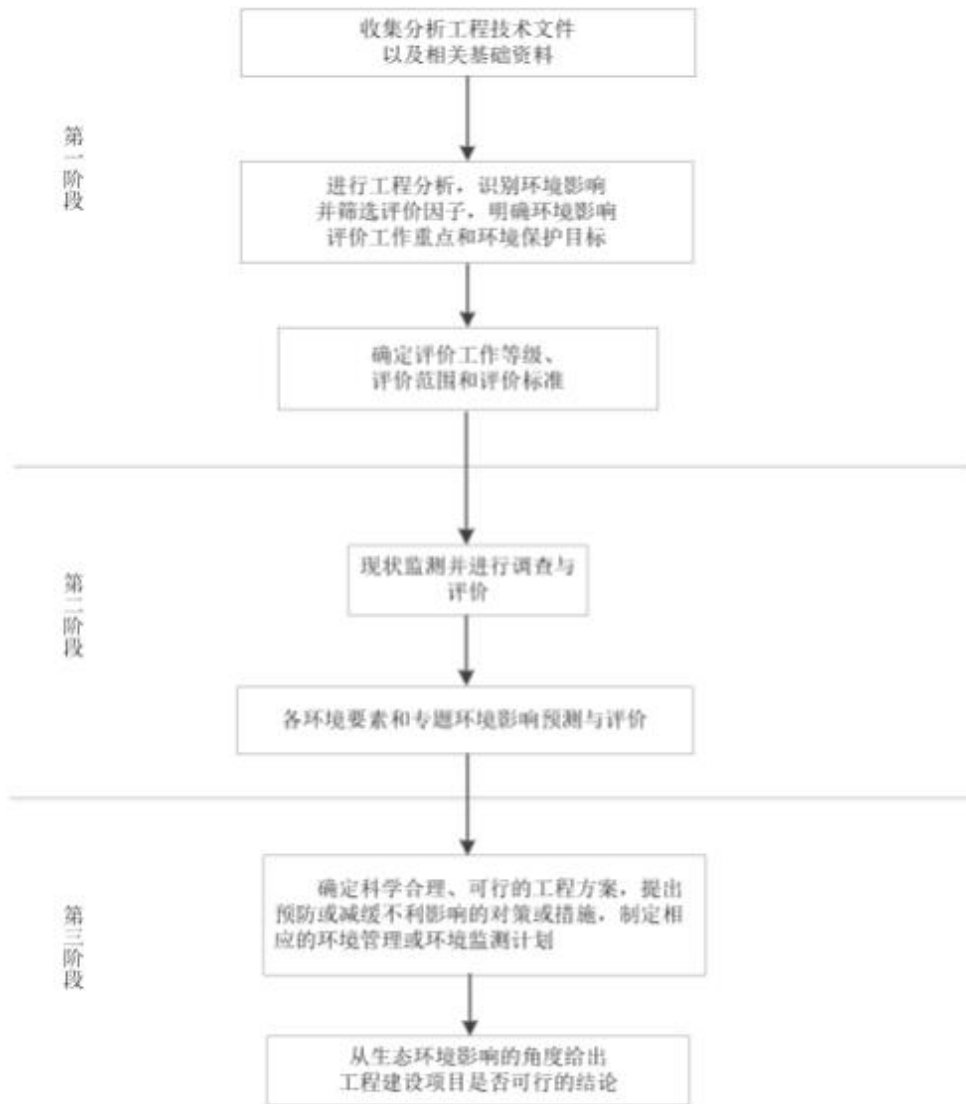


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

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 36 口水平井钻井和地面工程建设、建设配套集输管线、电力工程、道路及数字化系统等。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 与主体功能区规划符合性分析

《黑龙江省主体功能区规划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”，第三节主要矿产资源开发利用中明确“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”。本工程属于页岩油开发项目，位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和肇源县境内，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。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	本项目建设内容	符合性
1	限制开发区域	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
2		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

序号	区域划分	文件要求	本项目建设内容	符合性
3		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和肇源县境内，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
4		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管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。	符合

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。

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区规划》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	本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县和肇源县境内，占地类型主要为耕地（基本农田）、草地、林地等。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。

1.4.2.3 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的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”。本项目属于页岩油开发项目，包括钻井工程、储层改造工程和地面建设工程，符合纲要要求。

《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》中“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”。

根据国家能源局“关于印发《2025年能源工作指导意见》的通知”（国能发规划〔2025〕16号），主要目标为“供应保障能力持续增强。全国能源生产总量稳步提升。煤炭稳产增产，原油产量保持2亿吨以上，天然气产量保持较快增长，油气储备规模持续增加”。

本项目属于页岩油开发项目，包括钻井工程、储层改造工程和地面建设工程，有利于提升原油产量，符合《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》《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》《2025年能源工作指导意见》的要求和发展方向。

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	本项目建设内容	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	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； 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； 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； ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位； ⑤合理规划施工进度和时间，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； 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； ⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物	符合

序号	相关要求	本项目建设内容	符合性
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	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，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； 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； 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放空管燃烧后排放，减少 VOCs 废气排放	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	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； 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； 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； 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； 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。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)）	符合
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	①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水； ②油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%； ③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查； ④管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温；	符合

序号	相关要求	本项目建设内容	符合性
		⑤管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm； ⑥运营期定期检查、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； 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	
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	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	符合
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	本项目建设内容	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,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; 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	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 06:00)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

序号	相关要求	本项目建设内容	符合性
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，按照国家及行业相关监测、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。 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 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，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

1.4.2.6 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肇源县境内。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	本项目建设内容	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	本项目属于页岩油产能项目	符合

序号	文件要求	本项目建设内容	符合性	
		行列，成为产业数字化转型样板		
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，专款用于开垦新的耕地	符合
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、道路占用耕地，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）》《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析

本项目属于页岩油开采项目，其中古页1井区和古页18井区都位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县，零散补充井位于杜尔伯特蒙古族自治县和肇源县，属于采油九厂辖区。《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，与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析见表1.4-6。《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》于2024年12月5日发布，与《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析见表1.4-7。

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	本项目建设内容	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	本项目占地类型主要为草地、耕地和林地；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，	符合

序号	文件要求	本项目建设内容	符合性
	乡、胡吉吐莫镇、他拉哈镇、腰新乡	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	
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	符合

表 1.4-7 本项目与《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

序号	文件要求	本项目建设内容	符合性
1	第二章 规划基础与形势：第 11 条 页岩油勘探新突破	肇源县古龙页岩油资源丰富，对于保障国家能源安全、推动页岩油气产业发展具有重要意义，同时体现了肇源县油服产业发展空间巨大，也给肇源县未来发展带来了前所未有的机遇	符合
2	第五章 第五章 保障松嫩平原农业空间：第 27 条 严格落实耕地保护任务	落实大庆市下达的耕地保护，永久基本农田保护任务，肇源县耕地保有量不低于 208426.67 公顷（312.64 万亩），永久基本农田面积 167033.33 公顷（250.55 万亩）。落实到全县各乡镇、农场，作为规划期内必须守住的保护红线任务。健全县级党委和政府落实耕地保护和粮食安全责任考核机制，实行耕地保护党政同责	符合

序号	文件要求		本项目建设内容	符合性
			实大庆市下达的耕地保护,永久基本农田保护任务	
3	第六章 保护松嫩两江生态空间: 第 31 条 推进自然保护地体系建设	开展自然保护地勘界定标并建立矢量数据库,与生态保护红线衔接,在重要地段、重要部位设立界桩和标识牌。明确各类自然资源资产的种类、面积和权属性质。推进自然保护地自然生态系统保护修复、野生貉等动物保护及栖息地恢复、生态廊道建设、自然景观与自然文化遗产保护修复,开展科普宣教、游憩体验、文化传承展示	本项目评价范围内不涉及自然保护区	符合
4	第六章 保护松嫩两江生态空间: 第 34 条 林地草地资源保护与利用	加强林地草地资源保护。全面保护林地,落实林地分级管理,切实保护现有森林,有效补充林地数量,引导节约使用林地,确保林地资源稳定增长。完善草原保护修复制度体系,基本实现草畜平衡,通过草种繁育、松耙复壮项目的实施,退化草原得到有效治理和修复,草原生态功能和生产功能显著提升。 强化林地草地利用监督管理。实施林地用途管制,严格控制林地转为非林地,实行占用林地总量控制,各类建设项目占用林地不得超过本行政区域的占用林地总量控制指标;提高森林植被恢复费补偿标准,差别化实行森林植被恢复费价格调节作用,促进建设项目节约集约使用林地。各类建设工程确需征收、征用或占用林地的,应当按照建设项目级别以及审批权限,依法办理审批手续。严格控制勘查、开采矿藏和工程建设征收、征用、占用国家级公益林地,禁止在国家级公益林地开垦、采石、采砂、取土。严格控制天然林地转为其他用途,除国家重大工程项目建设特殊需要外,禁止占用保护重点区域的天然林地。矿藏开采、工程建设和修建工程设施应当不占或少占草原,除国家重点工程项目外,不得占用基本草原。工程建设、勘查、旅游等确需临时占用草原的,由县级以上地方人民政府草原行政主管部门依据权限分级审核	本项目不占用林地,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 保护松嫩两江生态空间: 第 33 条 湿地生态系统保护	湿地资源保护。严格制定湿地保护目标,划定湿地保护范围线,科学修复退化湿地,提出修复重点工程的规模、布局和时序,积极推进合理利用,努力提升湿地保护的治理能力和水平	本项目不涉及重要湿地,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）》和《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》规划要求。

1.4.2.8 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	本项目建设内容	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。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	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

1.4.2.9 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肇源县境内。大庆市杜尔伯特蒙古族自治县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	本项目建设内容	符合性
1	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
2	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
3	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
4	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	符合

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。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和大庆市肇源县。杜尔伯特蒙古族自治县共涉及优先保护单元1个，一般管控单元2个。肇源县共涉及一般管控单元2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和肇源县，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。与环境管控单元优先保护单元交集面积为0.39平方公里，占项目占地面积的27.05%；一般管控单元交集面积为1.05平方公里，占项目占地面积的72.95%。与地下水环境一般管控区交集面积为1.44平方公里，占项目占地面积的100.00%。

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、肇源县，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

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

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》，大庆市环境空气质量为达标区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）要求，基本污染物各项指标除PM_{2.5}外均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段浓度限值二级要求。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》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级要求。

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（≤0.05mg/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 1.4-9 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
YS2306226 310001	肇源县地下水环境一般管控区	大庆市	肇源县	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。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</p>	<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；目前未发现土壤和地下水超标现象。</p>

					措施，并建设地下水水质监测井进行监测，防止地下水污染。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。	
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。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进行监测，防止地下水污染。5. 重点单位通过新、改、扩建项目的土壤</p>	<p>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；</p> <p>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；</p> <p>3. 定期开展隐患排查工作，建立档案，目前不涉及地下储罐；</p> <p>4. 本项目已制定监测计划，定期开展地下水监测；目前未发现土壤和地下水超标现象</p> <p>5. 本项目不属于“两高”项目，定期开展清洁生产工作。</p>

					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。	
--	--	--	--	--	---	--

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》，本项目与杜尔伯特蒙古族自治县管控要求符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 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
ZH23062 410002	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 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,须依法由市县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。	优先保护单元类型为草地资源。本工程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
ZH23062 430001	杜尔伯特蒙古族自治县永久基本农田	一般管控单元	资源开发效率要求 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。	本项目为油田开采工程,占地类型为耕地、其他草地、林地,属于国家能源设施重点建设项目。根据“地下决定地上,地下顾及地上”的原则,本项目无法避让基本农田,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

ZH23062 430002	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
ZH23062 230001	肇源县永久基本农田	一般管控单元	资源开发效率要求	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。	本项目为油田开采工程,占地类型为耕地、其他草地、林地,属于国家能源设施重点建设项目。根据“地下决定地上,地下顾及地上”的原则,本项目无法避让基本农田,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
ZH23062 230002	肇源县其他区域	一般管控单元	空间布局约束	1. 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。2. 建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求:各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时,应充分考虑污染地块的环境风险,合理确定土地用途。	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
			污染物排	建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求:各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时,应充分考虑	

		放管 控	污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	各污染物均能 实现达标排放
--	--	---------	---------------------	------------------

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 1.4-11 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	本项目建设内容	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。</p>	符合
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>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</p>	符合

序号	相关要求	本项目建设内容	符合性
	(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; (七)采取封闭方式及时清运建筑垃圾; (八)有效防尘、降尘的其他措施	起沙起尘;遇大风天气应停止土方工程施工作业; ⑥施工完成后,在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复; ⑦施工结束后,应及时进行施工场地的清理,清除积土、堆物	

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 1.4-12 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	本项目建设内容	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、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》和《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》(黑防沙发〔2020〕3号)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 1.4-13 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	本项目建设内容	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、肇源县为防沙治沙县区。本项目包含钻井工程、地面工程等,本次评价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	符合

序号	相关要求	本项目建设内容	符合性
		被恢复和建设	

根据《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》（黑防沙发〔2020〕3号）：“沙化土地所在地区的市、县（市、区），即齐齐哈尔市龙沙区、建华区、铁锋区、昂昂溪区、富拉尔基区、梅里斯区、达斡尔族区、龙江县、甘南县、泰来县、富裕县、讷河市、大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县等所辖区域”。

本项目位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县，属于沙化土地所在县，根据现场调查，拟建区域未出现明显的土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期临时占用草地、耕地、林地等，建设活动会对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。为保护区域生态环境，建设单位应针对本项目的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。本次评价也提出了应严格控制施工作业占地范围、及时进行生态恢复等防沙治沙措施，尽量减小施工期对区域生态影响。本项目符合《黑龙江省防沙治沙条例》和《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》（黑防沙发〔2020〕3号）相关要求。

1.4.4.4 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 1.4-14 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	本项目建设内容	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	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	符合

序号	相关要求	本项目建设内容	结论
		野生植物，确保尽量少占优质黑土地。	
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

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 1.4-15 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	本项目建设内容	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	<p>①本项目包含 36 口井钻井工程，井身结构主要为二开，使用钻井液类型包括水基钻井液、油基钻井液等；全井段固井、水泥返至地面，要求固井质量优良，防止因井漏等污染地下水。施工现场污染物采取合理处置措施，同时采取分区防渗措施，不会对地下水补给、径流、排泄等造成不利影响。</p> <p>②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>③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>④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；</p> <p>⑤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</p>	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； 建议本项目设置地下水跟踪监测点位，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 1.4-16。

表 1.4-16 与（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析一览表

序号	文件要求	本项目建设内容	结论
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本工程建设位于古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井，属于已建区块内滚动开发项目，建设内容包括基建油井 36 口，形成平台 7 座，独立井 21 口，依托增压分输站和油气中心处理站；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	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表；确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评	本项目建设内容不包含勘探井，本项目包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输等地面工程内容，建设内容包括基建油井 36 口，不是单井环评	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目施工期废水均综合利用，不向地表水体排放污染物	符合
4	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本项目施工期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放空管燃烧后排放，减少 VOCs 废气排放，项目不涉及恶臭气体排放	符合
5	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。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目施工场地生活垃圾统一收集送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理；废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑由泥浆槽收集后，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；水基钻井废水、废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由泥浆槽收集后，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理；含油废防渗布暂存于井场危险废物贮存	符合

		点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；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	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	<p>施工期井场在临时用地内进行施工，钻井和压裂期间井场采用柴油机发电，配备清洁燃油，减少污染物的排放；</p> <p>本项目不涉及生态环境敏感区；</p> <p>本项目选址较分散，施工期开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，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。同时开展监理工作，要求施工队伍严格落实植物、动物、生物多样性、农田等生态保护措施要求。</p> <p>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、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域</p>	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	由于建设单位刚组建，建设单位根据生产实际正在编制总体应急预案和专项应急预案，主要有火灾爆炸事故专项应急预案、集输系统突发事件专项应急预案、突发环境事件专项应急预案、自然灾害突发事件专项应急预案等。目前执行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 环境风险的危害，基本满足应急总体要求	符合
9	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。	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

	海洋油气开发项目环境影响后评价的具体要求另行规定		
10	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

由上表可知,本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)的要求。

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 1.4-17。

表 1.4-17 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	本项目建设内容	符合性
1	到 2015 年末,行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术,工业废水回用率达到 90%以上,工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%	本项目施工期产生的钻井废水均与废弃泥浆统一进行处理;压裂返排液经污水暂存罐收集后,处理后全部用于复配压裂液;各类工业固体废物均得到资源化及无害化处理处置,处置率可达 100%	符合
2	油气田建设应总体规划,优化布局,整体开发,减少占地和油气损失,实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本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
3	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。	井场作业过程中可能产生的作业污水和作业人员基本生活产生的生活污水,包括管道试压废水洒水抑尘,不排放。	符合
4	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收,落地原油回收率应达到 100%	井下作业时按照“铺设作业,带罐上岗”的作业模式,及时回收落地油等废物;井下作业时,在作业区域铺防渗布,防止作业时产生的油污进入土壤及水环境中;作业后产生的落地油,送含油污泥处理站统一处理;井下作业产生的原油等污染物必须及时回收,不遗落地面,一旦发生原油落地事故,必须及时上报、回收并确保回收率达到 100%。	符合
5	在井下作业过程中,酸化液和压裂液宜集中配制,酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置,压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目压裂作业不涉及酸化;压裂返排液全部进罐存放,由罐车送至大庆风瀚环保科技有限公司压裂液处理站进行处理;压裂放喷返排入罐率可达到 100%。	符合
6	在开发过程中,适宜注水开采的油气田,应将采出水处理满足标准后回注	本本项目施工期产生的水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆,循环使用,钻井结束后,废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用,无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置,处理率达到 100%;压裂返排液由罐车送至	符合

		大庆风瀚环保科技有限公司压裂液处理站进行处理,处理后全部用于复配压裂液	
7	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到80%以上。	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
8	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。本项目设置地下水跟踪监测点,定期对地下水进行跟踪监测	符合
9	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目施工期产生的水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆,循环使用,钻井结束后,废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用,无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置,处理率达到100%;压裂返排液由罐车送至大庆风瀚环保科技有限公司压裂液处理站进行处理,落地油和油泥等属于危险废物,委托有资质单位处理	符合
10	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	试油阶段井场产生的伴生气,由于试油阶段时间短,不具备回收条件,通过放空管燃烧放空	符合
11	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
12	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。	由于建设单位刚组建,建设单位根据生产实际正在编制总体应急预案和专项应急预案,主要有火灾爆炸事故专项应急预案、集输系统突发事件专项应急预案、突发环境事故专项应急预案、自然灾害突发事件专项应急预案等。目前执行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 环境风险的危害,基本满足应急总体要求	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 1.4-18。

表 1.4-18 与《地下水污染防治实施方案》符合性分析一览表

序号	要求	本项目建设内容	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,在区域上游布设潜水背景值监测水井、承压背景值监测水井,区域内布设潜水跟踪监测水井,区域下游布设潜水扩散监测水井、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）、草地和林地。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、林地进行补偿及复垦，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 1.4-19。

表 1.4-19 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	本项目建设内容	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。	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	符合
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

1.4.4.12 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 1.4-20。

表 1.4-20 与“庆政发[2024]10号”符合性分析一览表

序号	相关要求	本项目建设内容	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。	本工程依托加热炉排放烟气能够达标排放	符合

1.4.4.13 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 1.4-21。

表 1.4-21 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

序号	相关要求	符合性分析	结论
2	<p>(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、土壤质量退化和安全隐患</p>	<p>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),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</p> <p>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</p>	符合
3	<p>(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</p>	<p>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</p>	符合
4	<p>(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)。</p>	<p>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</p>	符合

1.5 选址合理性分析

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、他拉哈镇和肇源县古龙镇、新站镇境内,本工程符合《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》、《黑龙江省大庆市国民

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》、《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）、草地、林地等，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。

本项目位于大庆市水土流失重点治理区；位于沙化土地所在县，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，项目占用基本农田。

（2）土地占用分析

项目占地类型为基本农田、草地和林地，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，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在井位的选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占地和损耗。本项目用地严格执行《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）要求，井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度

的减少了对土地的占用。施工期须严格控制控制施工作业占地范围，减少工程临时占地；集输管道走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。

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）、林地及草地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，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，集输管线必须穿过连南引干渠。连南引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

通过环境影响预测与分析，本工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均满足相关标准要求；通过严格控制施工作业范围，施工结束后及时清理施工现场，对永久占地采取“占一补一，质量相等”的补偿措施，对临时占地采取平整翻松、水土保持等措施，把对生态环境的影响降至最小；通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，项目的环境风险在可接受范围内，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钻前工程、钻井工程、地面工程等施工、原油集输、井下作业、管道、电力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；特别关注钻井工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏对地下水的影响；施工期工程占地、场地平整、钻井、固井、完井通井场道路构筑建设等对环境产生的影响。运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、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）大气环境

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。试油过程中地层流体经地面气液分离器装置分离后，伴生天然气通过放空管燃烧，一般属短期排放，排放量较少；试油放空以及应急放喷废气经放空管燃烧后无组织排放，污染物排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中有组织及企业边界污染物排放控制要求。施工期对大气环境的影响较小。

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。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》（GB37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。

（2）水环境

本项目施工期水基钻井废水全部与废弃钻井泥浆一起处置。压裂返排液罐车送至大庆风瀚环保科技有限公司压裂液处理站进行处理。固井方式为全井段固井、水泥返至地面，要求固井质量优良，防止因井漏等污染地下水。施工期产生的各类废水、固废均有效收集、合理处置，并采取分区防渗措施，正常工况下，施工期不会对地下水环境产生影响。

本工程施工期管道试压废水洒水抑尘，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。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。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钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声，以及地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，本项目合理安排施工时间，井场进行合理布局，选用低噪声施工设备，加强设备的维护和保养。钻机柴油机安装减振基础，泥浆泵安装减振垫，发电柴油机排气管安装消声器，并将高噪声设备安装在活动板房内。施工期不会对周边环境产生影响。

运行期噪声源主要是抽油机及依托场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

本项目施工期井场、道路施工和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏，会造成区域内的水土流失。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

本项目建设对土地利用的影响主要是井场、敷设管道、新建道路占用一定量的土地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型

及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。施工期重点关注施工活动中井场建设、表土剥离、管沟开挖、道路建设等对植被的影响，对沿途的动物的影响，对水土流失和防沙治沙的影响。运行期重点关注油井井下作业产生的落地油、事故状态下管道油水泄漏对生态环境的影响。

（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。

（7）固体废物

本项目施工期废弃油基钻井废水（HW08）、油基钻井泥浆（HW08）、油基岩屑（HW08）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，产生的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）限值后，用作垫井场和通井路。含油废防渗布（HW08）暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼外售

给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用。非含油防渗布、一般废弃包装袋统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。

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。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。

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中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。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境的影响较小。

（8）环境风险

本项目的的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。

1.7 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、场站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，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) 《黑龙江省十四五黑土地保护规划》（2021.12.31）；
- (5) 《黑龙江省耕地保护条例》（2022.1.1）；
- (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）。

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) 《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》（黑防沙发〔2020〕3号）；
- (17) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（2015.12.31）；
- (18) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（2017.03.31）；

(19) 《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)。

(20) 《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)；

(21) 《黑龙江省生态功能区规划》；

(22) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)》；

(23) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》；

(24) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030)；

(25) 《大庆市生态环境准入清单(2023年版)》；

(26) 《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/T727-2025）；
- (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》（HJ819-2017）；
- (18) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (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）；
- (26) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）；
- (27) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT43936-2024）。

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油层上段产能建设项目开发方案（地面工程）》、《大庆古龙页岩油古页18井区Q9油层上段产能建设项目开发方案（地面工程）》、《大庆古龙页岩油零散补充井Q9油层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油层上段产能建设项目油藏工

程方案》、《大庆古龙页岩油古页 18 井区 Q9 油层上段产能建设项目油藏工程方案》、《大庆古龙页岩油零散补充井 Q9 油层产能建设项目开发方案（地面工程）》；

（3）《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 上段产能建设项目开发方案（投资估算及经济评价）》、《大庆古龙页岩油古页 18 井区 Q9 油层上段产能建设项目开发方案》、《大庆古龙页岩油零散补充井 Q9 油层产能建设项目投资估算及经济评价分册》；

（4）立项备案文件；

（5）生态环境分区管控分析报告；

（6）与项目有关的其他资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

（1）对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，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、运营期和退役期。

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。

施工期间对陆生生态环境的影响主要表现为建设工程以及施工占地引起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；对生态系统生物量和生产力的变化，对景观生态学和美学景观均造成一定破坏；施工占地及工程机械、车辆运输噪声、灯光、振动及人员活动等对动物的影响，由此引发的区域生态环境破坏。

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	施工期						运行期					退役期			
	占地	废气	废水	固体废 物	噪声	风险	废气	废水	固体 废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、 车辆废气、 钻井时柴油 机排放的废 气、施工车 辆废气、施 工扬尘、试 油放空以及 应急放喷废 气	钻井废 水、压 裂返排 液、试 压废 水、生 活污水	废弃水基钻 井泥浆、水 基钻井岩 屑、废射孔 液、废弃油 基钻井废 水、油基钻 井泥浆、油 基钻井岩 屑、落地油 、含油废防 渗布、废润 滑油及其包 装桶、非含 油废防渗布 、一般废包 装袋、生活 垃圾、施工 废料	施工车 辆、挖 掘机等 施工机 械噪声	井喷、 井漏、 火灾、 爆炸等	无组织 挥发的 烃类、 温室气 体、甲 醇	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	井喷、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 过程施 工机械 噪声
环境空气	/	-S	/	/	/		-L	/	-S	/	-SA	-S	/	/	/
地表水	/	/	/	/	/		/	/	/	/	/	/	/	/	/
地下水	/	/	-S	/	/		/	/	/	/	-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

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
钻前工程	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、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、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	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、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	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
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	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、	耗氧量、氨氮、石油类	H 值、石油类、石油烃	土壤肥力、生物多样	昼夜等效

		甲烷总烃	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	等	(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	性、生态系统完整性	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、甲醇	非甲烷总烃、颗粒物
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、氨氮
4	声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
5	土壤	<p>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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃(C₁₀~C₄₀)、pH、含盐量、石油类、石油烃(C₆~C₉)；</p> <p>农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀~C₄₀)、含盐量、石油类、石油烃(C₆~C₉)</p>	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、甲醇等

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。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。

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、草地和林地，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》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值，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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 标准，甲醇 1 小时平均值 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 。

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	60
	24 小时平均	120
颗粒物 $\text{PM}_{2.5}$	年平均	30
	24 小时平均	60
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
TSP	日均值	300

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	萘	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	无量纲	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	MPN/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。

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	无量纲	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)、运行期无组织挥发的甲醇执行《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
甲醇	周界外浓度最高点	12

(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,试油放空以及应急放喷废气经放空管燃烧后排放。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) 柴油发电机燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值，其中不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数执行《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）中表 1 中 II 类标准限值，见表 2.4-9 和表 2.4-10。

表 2.4-9 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

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

表 2.4-10 非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法污染物排放限值

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

2.4.3.2 噪声

(1) 本工程运行期井场及依托场站执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）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》（GB12523-2025），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)本工程古页 1 井区和古页 18 井区 Q9 上段的原油放水依托 1 号增压分输站，原油脱水依托油气中心处理站，分散补充井分布较分散，充分依托中心处理站、1 号、2 号、3 号、5 号增压分输站进行原油脱水，返排液处理依托中心站区域正在建设的物化处理站和正在规划的生化处理站，返排液物化、生化处理后管输至压裂井场复配回用。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，处理后污水进入生化站进行处理，处理后的污水进入复配接转站 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

2.4.3.4 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》（GB18599-2020）。

(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油井井场无组织挥发的非甲烷总烃和甲醇，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 1 座，2 井式平台 6 座，独立井场 21 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。

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0.002362t/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	124.226335°	46.106679°	130	40	40	30	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.002362
2 井式平台井场	124.296474°	46.130641°	129	48	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.004724
3 井式平台井场	124.314881°	46.130537°	127	56	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.007086

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利类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

(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/ °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/ °	

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	
	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

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 0.22%，小于 1%，因此确定大气评价等级为三级。

2.5.2 地表水环境

本工程钻井期生活污水进入井场生活污水收集池，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。地面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。管道试压废水用于洒水抑尘，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复配接转站回用于井场压裂，不外排。本项目依托场站不新增员工，无新增生活污水排放，生活污水经化粪池预处理后排至污水池，定期由罐车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，饮用水源井均为承压水井。

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，有效孔隙度取 0.336，经计算可得：

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

$$L_{\text{潜水}} = \alpha \times K \times I \times T / n_e = 2 \times 1.5 \times 0.0003 \times 6475 / 0.336 = 18\text{m}。$$

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，现场实际勘察，本项目新建井场均位于集中式饮用水水源地的补给径流区之外，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 3 井平台管道上游 300m 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，声环境影响评价等级为二级。

2.5.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（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1.4362km ² < 20km 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

判定依据	判定结果
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和肇源县境内，项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线；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 1km 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 2 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	230624211000005767	沼泽地	一般	189.1108hm ²
2	230624211000007899	沼泽地	一般	80.4823hm ²

项目占地规模 1.08022km² 小于 20km²。由表 2.5-8 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施工期井场柴油罐，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。

(1) 井场柴油罐

本项目各井场距离较远，每个井场施工期设置柴油罐 1 座，容积 40m³。项目施工期废气主要为试油废气，由于试油阶段时间短，产生的伴生气不

具备回收条件，通过放空管燃烧放空，放空管距离井口最远约 100m。

储罐危险物质最大量=储罐容积×危险物质密度×0.8（储存系数），柴油密度按 $0.835\text{t}/\text{m}^3$ 计，伴生气密度按 $0.717\text{kg}/\text{m}^3$ 计。经计算，柴油储罐内柴油最大存在量 26.72t，伴生气管线天然气最大存在量 0.0013t。

（2）试油作业

本工程试油作业过程中涉及的主要风险物质为原油和伴生气，涉及的主要储存装置为井场设置容积约为 40m^3 的三相分离器和储液罐各 1 座，容积约为 3.5m^3 的计量罐 1 座，根据页岩油前期试验研究阶段的成果，页岩油开采初期（1 年内）产出液平均含水约为 90%，后期逐渐降低，平均油气比约为 $300\text{m}^3/\text{m}^3$ ，密度为 $0.81\text{t}/\text{m}^3$ ；本工程试油过程为油井产液进入三相分离器，分离出的压裂返排液进入压裂返排液罐，分离出的原油进入计量罐进行计量后进入储液罐储存定期拉运，分离出的伴生气通过放空管点燃后排放。因此本工程计量罐中原油最大存在总量为 $3.5 \times 0.81 = 0.28\text{t}$ 。三相分离撬中原油最大存在总量为 $40 \times 0.81 \times (1 - 0.9) = 3.24\text{t}$ ，油气比为 $300\text{m}^3/\text{m}^3$ 原油，伴生气密度为 $0.837\text{kg}/\text{m}^3$ ，则天然气最大存在总量为 $3.24 \times 300 \times 0.837 / 0.81 = 1004\text{kg}$ 。储液罐中原油含水约为 30%，则储液罐中原油最大存在总量为 $40 \times 0.81 \times (1 - 0.3) = 22.68\text{t}$ 。

（3）集输管道

本工程最长集油干线管道为 GY20-Q9-H48 至 5 号增压分输站的集油管道 DN65mm~2.43km，输送含水油中最低含水 41.3%，原油平均密度 $0.81\text{t}/\text{m}^3$ ，则该单元原油最大存在总量即集油管道内的原油量为 $0.0325^2 \times 3.14 \times 2430 \times 0.81 \times 0.587 = 3.83\text{t}$ ；

本工程最长、管径最大的集油支线管道为 GY1-Q9-H109 至古页 2202H-Q9（老井）的集油支线 $\Phi 114\text{mm} \sim 1.92\text{km}$ ，管道输送介质为油气水，输送含水油中最高含油率为 58.7%，原油平均密度 $0.81\text{t}/\text{m}^3$ ，油气比为 $300\text{m}^3/\text{m}^3$ ，伴生气密度 $0.837\text{kg}/\text{m}^3$ ，则该单元原油最大存在总量即集油管道内的原油量为 $0.057^2 \times 3.14 \times 1920 \times 0.81 \times 0.587 = 9.31\text{t}$ ，伴生气最大存在总量即集油支线管道内的伴生气量为 $0.057^2 \times 3.14 \times 1920 \times 0.81 \times 0.587 \times 300 \times 0.837 / 1000 = 2.34\text{t}$ ；

本工程最长的输气管道 $\Phi 114\text{mm}-5.31\text{km}$ ，输送压力 1.6MPa，天然气密度 $0.5988\text{kg}/\text{m}^3$ ，该单元天然气最大存在总量即输气管道内的天然气量为 $0.057^2 \times 3.14 \times 5310 \times 0.5988 \times 16 = 519.01\text{kg}$ 。

(4) 井场

本工程中心井场设置 1 座 $\Phi 2.6 \times 7.8\text{m}$ 三相分离撬和 1 座 3.5m^3 的甲醇加注撬，独立井场不设置，平台井场设置 1 座 $\Phi 1.0 \times 4.3\text{m}$ 计量分离撬，因此选择中心井场进行核算，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 $300\text{m}^3/\text{m}^3$ 原油，则天然气最大存在总量为 $19.7 \times 300 \times 0.5988 / 0.81 = 4396\text{kg}$ 。甲醇密度为 $0.79\text{t}/\text{m}^3$ ，则甲醇最大存在总量为 $0.79 \times 3.5 = 2.765\text{t}$ 。

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）	/	19.7	2500	0.0079
	天然气（甲烷）	74-82-8	4.396	10	0.4396
	甲醇	67-56-1	2.765	10	0.2765
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.724
输气管道	天然气（甲烷）	74-82-8	0.519	10	0.0519
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.0519
集油管道	原油（石油）	/	3.83	2500	0.0015
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.0015
集油支线	原油（石油）	/	9.31	2500	0.0037
	天然气（甲烷）	74-82-8	2.34	10	0.234
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.2377
柴油罐	原油（石油）	/	26.72	2500	0.01069
	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0013	10	0.00013
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.01082
试油作业	原油（石油）	/	26.2	2500	0.0105
	天然气（甲烷）	74-82-8	1.004	10	0.1004
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.1109

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 $Q=0.724 < 1$ ，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 6.45，土壤含盐量平均值为 0.95g/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 14.362 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、草地和林地，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；本工程拟建集输管道为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 301.71km²。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				

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 GY1-Q9-H103 西南侧 960m、通井路西侧 660m
2	康平村	124.193657	46.146323	居民	约 75 户, 约 300 人	二类	拟建 GY1-Q9-H101 西侧 2500m
3	唐营子村	124.191551	46.116319	居民	约 195 户, 约 780 人	二类	拟建 GY1-Q9-H109 通井路西侧 45m
4	孙宝地房子	124.223920	46.086483	居民	约 50 户, 约 200 人	二类	拟建 GY1-Q9-H116 西南侧 650m、通井路西南侧 260m
5	查干文都	124.252909	46.102147	居民	约 130 户, 约 520 人	二类	拟建 GY1-Q9-H117 东北侧 835m、通井路西侧 475m
6	后曼代	124.185264	46.047376	居民	约 55 户, 约 220 人	二类	拟建 GY1-Q9-H119 井西南侧 1195m
7	前曼代	124.190757	46.045616	居民	约 60 户, 约 240 人	二类	拟建 GY1-Q9-H119 井西南侧 1165m
8	西曼代	124.189813	46.028536	居民	约 160 户, 约 640 人	二类	拟建 GY1-Q9-H123 井东南侧 960m、管道南侧 450m
9	英格地房子	124.305777	46.087079	居民	约 53 户, 159 人	二类	拟建 GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 平台井管道西侧 200m
10	骆驼脖子分场	124.245683	46.058427	居民	65 户, 约 195 人	二类	拟建 GY1-Q9-H124 井东侧 1370m
11	洼台	124.294553	46.003967	居民	约 95 户, 285 人	二类	拟建 GY20-Q9-H47 井东北侧 1815m
12	巴彦村	124.277005	46.98232	居民	约 300 户, 约 1200 人	二类	拟建 GY20-Q9-H47 井西南侧 1050m
13	东胡芦代	124.244428	45.881763	居民	约 56 户, 168 人	二类	拟建 GY2-Q9-H94 井西北侧 1065m
14	东太一队	124.253054	45.881076	居民	约 120 户, 360 人	二类	拟建 GY2-Q9-H94 井西北侧 540m
15	东太村	124.265585	45.862431	居民	约 120 户, 360 人	二类	拟建 GY2-Q9-H94 井东南侧 1640m
16	道宝村	124.238314	45.800732	居民	约 300 户, 约 1200 人	二类	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9-H85 平台井西侧 695m

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				
17	鸭木蛋格屯	124.232354	45.785839	居民	约 95 户， 285 人	二类	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9-H85 平台井西南侧 2070m
18	长发村	124.312963	45.910749	居民	约 93 户， 279 人	二类	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9-H85 平台井西北侧 1830m
19	长山村	124.239003	45.820589	居民	约 60 户， 180 人	二类	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9-H85 平台井西北侧 2265m
20	二等户屯	124.326667	45.799970	居民	约 30 户，90 人	二类	拟建 GY16-Q9-H86 井东 侧 450m、通井路北侧 20m
21	后振余屯	124.323512	45.783645	居民	约 30 户，90 人	二类	拟建 GY16-Q9-H86 井南 侧 1815m
22	北兴分场	124.309980	46.131136	居民	约 41 户， 123 人	二类	拟建 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H 14/GY8-Q9-H15 平台井 西北侧 300m、通井路东 侧 50m
23	西喇嘛茄子	124.277514	45.816586	居民	约 160 户， 480 人	二类	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9 -H85 平台井东北侧 2895m
24	额而额屯	124.347654	45.811988	居民	约 110 户， 320 人	二类	拟建 GY16-Q9-H86 井东 北侧 2435m
25	河北屯	124.240473	45.894600	居民	约 35 户， 100 人	二类	拟建 GY2-Q9-H94 井西 北侧 2610m
26	烟房子	124.182619	46.110533	居民	约 90 户，约 360 人	二类	拟建 GY1-Q9-H111/GY1-Q9- H112 平台井西北侧 1155m
27	胜利村	124.221957	46.028965	居民	约 90 户，约 360 人	二类	拟建 GY1-Q9-H123 井东 南侧 2670m
28	布拉和	124.324362	46.103624	居民	约 110 户， 约 340 人	二类	拟建 GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H 12 平台井管道西侧 815m

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-H115 井东侧、南侧 50m	季节性泡沼，水域面积约 0.8km ²	/
大哈拉乌苏泡	拟建 GY1-Q9-H107/GY1-Q9-H108 平台井东侧 50m	季节性泡沼，水域面积约 5.3km ²	/
北兴泡子	拟建 GY1-Q9-H48 井东侧、南侧 50m	季节性泡沼，水域面积约 1.7km ²	/
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：

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

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

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；

n_e —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 468m 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、现状监测点位布设等情况，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 44.6km，东西走向 15km 的矩形区域，评价区域面积约为 669km²，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
英格地房子饮用水井	拟建 GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 平台井管道	拟建管道西侧 400m	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
唐营子村饮用水井	拟建 GY1-Q9-H109 通井路	西侧 520m	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	
胜利村饮用水井	拟建 GY1-Q9-H123 管道	东南侧 1660m	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	
骆驼脖子分场饮用水井	拟建 GY1-Q9-H124 井	井场东侧 1400m	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	

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	
北兴分场饮用水井	拟建 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井、通井路	平台井西北侧 350m、通井路东侧 100m	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，水质良好，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
西喇嘛茄子屯饮用水井	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9-H85	平台井东北侧 2895m	承压水水井 1 口，可供本村 480 人村民饮用，供水规模 200m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，水位埋深在 9m 左右，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
额而额屯饮用水井	拟建 GY16-Q9-H86 井	东北侧 2435m	承压水水井 1 口，可供本村 320 人村民饮用，供水规模为 150m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，水位埋深在 8m 左右，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
长山村饮用水井	拟建 GY16-Q9-H84/GY16-Q9-H85 平台井	西北侧 2265m	承压水水井 1 口，可供本村 400 人村民饮用，供水规模为 190m ³ /d，介质类型为孔隙水，水质良好，水位埋深在 8m 左右，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
前曼代村饮用水井	拟建 GY1-Q9-H119 井	西南侧 1165m	潜水层水井 1 口，可供本村 500 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，水位埋深在 5m 左右，其余村民自用水井用于养殖、灌溉	
评价范围内潜水含水层	/			

2.6.4 声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 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，结合建设项目特点，确定本项目声环境影响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，声环境影响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	距厂界最近方位、距离	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
唐营子村	拟建 GY1-Q9-H109 通井路西側 45m	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

英格地房子	拟建 GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 平台井管道西侧 200m	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
二等户屯	拟建 GY16-Q9-H86 井 通井路北侧 20m	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
北兴分场	拟建 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平 台井通井路东侧 50m	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外扩 50m 及管道和道路两侧 300m 的区域，评价区域面积约为 4117.09hm²。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，对临时占用的草土地及时进行恢复，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： 230624211000007698	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 土壤环境影响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，评价范围为各井场边界外扩 1km、管道中心线两侧各 200m 范围内的土壤环境。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	井场边界外扩 1km、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外扩 2.5km 围合区域，管道、道路两侧 200m 围合区域，总面积 301.7km ²
声环境	二级	各井场边界向外 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、大哈拉乌苏泡、北兴泡子、连南引水渠道
地下水环境	二级	各井场上游以及两侧外扩 234m，下游外扩 468m 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 669km ²
土壤环境	一级	评价范围为各井场边界外扩 1km、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外扩 50m 及管道和道路两侧 300m 的区域，评价区域面积约为 41.171km 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 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目。

(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、他拉哈镇和肇源县古龙镇、新站镇境内，建设性质为改扩建。

(3) 工程规模

本工程主体工程内容为钻井工程、油气集输工程、站场工程。基建油井 36 口，形成平台 7 座，独立井 21 口，依托 1 号、2 号、3 号、5 号增压分输站和中心站进行原油及天然气处理与增压。建成后油总产能约 $16.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建集油支干线 27.73km，配套建设单井集油管道 9.66km，干线复线 5.31km。新建集气干线 2.01km，新建集气干线复线 18.61km，共计 20.62km。扩建为中心井场 1 座（古 1-5#），新建撬装设备 24 座，配套建设井口电加热器 36 座。新建 10kV

柱上变电器及井口变电站共 38 座，新建井口动力配电柜 16 面，新建 10kV 供电线路 16.4km，新建井场低压电缆线路 11km。新建无功补偿装置 14 套。新建各类道路 30km。

工程总投资 147136 万元，环保投资 1074.57 万元。

(4) 占地面积

本工程占总占地面积为 108.022hm^2 。永久占地 14.362hm^2 ，临时占地 93.66hm^2 。

（5）主要产品、建设周期及定员

本工程主要产品为原油和天然气，建设周期为 12 个月，本工程不新增定员。

（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

①古页 1 井区

古页 1 井区行政上隶属于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县，构造上位于松辽盆地北部中央拗陷区古龙凹陷，整体上位于古龙凹陷，主体以他拉哈向斜为中心，布井区整体呈现南部和东部为低洼构造，东西向表现为西高东低构造特征，南北向整体表现为南低北高构造特征。主要目的层为白垩系青山口组青二段下部 Q9 油层，埋深 2100~2500m，为陆相半深湖-深湖沉积，储层厚度 16~25m。岩性以页岩为主，夹薄层粉砂岩、白云岩及灰岩，夹层厚度一般 0.02~0.5m。储集空间主要为页理缝和基质孔隙。目前 Q9 油层上段共投产水平井 11 口，单井最高日产油 14.8~54.7t，目前单井日产油 10.5~15.8t。

主要处于古龙油田、葡西油田采矿权内，采矿权名称《黑龙江省松辽盆地古龙油田开采》、《黑龙江省松辽盆地葡西油田开采》。其中，古龙油田许可证号 0200000910002，矿区面积 686.434km²，有效期 2009 年 4 月~2039 年 4 月；葡西油田许可证号 0200000510039，矿区面积 605.333km²，有效期 2005 年 12 月~2031 年 12 月。本次开发的古页 1 井区 12 口油井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。本工程与矿权范围位置关系见附图 10。

②古页 18 井区

古页 18 井区行政上隶属于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县，构造上位于松辽盆地北部中央拗陷区古龙凹陷，整体上位于古龙凹陷，

主体以他拉哈向斜为中心，布井区整体呈现南部和东部为低洼构造，东西向表现为西高东低构造特征，南北向整体表现为南低北高构造特征。主要目的层为白垩系青山口组青二段下部 Q9 油层，埋深 2100~2500m，为陆相半深湖-深湖沉积，储层厚度 16~25m。岩性以页岩为主，夹薄层粉砂岩、白云岩及灰岩，夹层厚度一般 0.02~0.5m。储集空间主要为页理缝和基质孔隙。目前 Q9 油层上段共投产水平井 11 口，单井最高日产油 14.8~54.7t，目前单井日产油 10.5~15.8t。

部署井位于古龙油田采矿权内，采矿权名称《黑龙江省松辽盆地古龙油田开采》，古龙油田许可证号 0200000910002，古龙油田矿区面积 686.434km²，古龙油田有效期 2009 年 4 月~2039 年 4 月。本次开发的古页 18 井区 12 口油井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。本工程与矿权范围位置关系见附图 10。

③零散井

零散井区（探明储量区）行政上隶属于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县境内，构造上位于松辽盆地北部中央拗陷区齐家-古龙凹陷，整体上位于古龙凹陷，主体以他拉哈向斜为中心，布井区整体呈现南北洼、中间高的构造格局。东西向表现为两侧高中间洼的构造特征，南北向整体表现两洼夹一隆构造特征，北面低洼区构造相对较深，南面低洼区构造相对较浅。主要目的层为白垩系青山口组青二段下部 Q9 油层，埋深 2100~2500m，为陆相半深湖-深湖沉积，储层厚度 20~25m。岩性以页岩为主，夹薄层粉砂岩、白云岩及灰岩，夹层厚度一般 0.02~0.5m。储集空间主要为页理缝和基质孔隙。

研究区矿业权人中国石油天然气股份有限公司向原国土资源部和现自然资源部申请取得的 1 个探矿权和 4 个采矿权区域。探矿权名称《黑龙江松辽盆地古龙地区油气勘查》，证号 T1000002022011018000888，勘查面积 569.1203km²，有效期限 2022 年 4 月 4 日至 2027 年 4 月 3 日。采矿权名称《黑龙江省松辽盆地古龙油田开采》，证号 0200000910002，矿区面积 686.434km²，有效期限 2009 年 4 月至 2039 年 4 月；采矿权名称《黑

龙江省松辽盆地葡西油田》，证号 0200000510039，矿区面积 605.333km²，有效期限 2005 年 12 月至 2031 年 12 月；采矿权名称《黑龙江省松辽盆地新肇油田开采》，证号 0200000710203，矿区面积 351.68km²，有效期限 2007 年 10 月至 2036 年 10 月；采矿权名称《黑吉松辽盆地新站油气开采》，证号 C1000002021121318000182，矿区面积 556.938km²，有效期限 2021 年 12 月 7 日至 2041 年 12 月 7 日。本次开发的零散井区 12 口油井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。本工程与矿权范围位置关系见附图 10。

（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/cm³，粘度 7.8mPa·s，凝固点 24.7℃，初馏点 85.6℃，含蜡量 22.3%，含胶量 10.8%。生产气油比为 300m³/m³。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）地层水性质

从 Q₉ 油层不同压裂液配比的产出水性质看，水型为 NaHCO₃，氯离子浓度为 563mg/L~1180mg/L，平均 996mg/L；矿化度为 4828mg/L~8947mg/L，平均 7236mg/L；pH 值为 7.0~7.5，平均 7.3。

（8）有毒、有害气体含量

根据古页油平 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。

(9) 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。

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。主要经济技术指标见表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	钻井工程	钻前工程	各区块的井场地面平整夯实，井场占地形成永久占地。布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、水基钢制泥浆槽等，新建柴油储存区；每座井场均建设一个放空管，放空管高15m	新建
		钻井施工	各井区合计新钻井36口，井型为水平井；共建设7座平台井场及21座单井井场，其中每座平台建设2~3口油井，独立井场仅建设1口油井。其中： 古页1井区：新钻井12口，井型为水平井；共建设2座平台及8座独立井场，每座平台建设2口油井； 古页18井区：新钻井12口，井型为水平井；共建设2座平台及8座独立井场，每座平台建设2口油井； 零散井：新钻井12口，井型为水平井；共建设3座平台及5座独立井场，每座平台建设2~3口油井。	新建
			各区块井架基础：每座井场新建1座撬装式钢制井架基础，用于架设钻井井架，标准钻井施工现场110m×140m。 各区块井场：生产井按照标准化井场建设	新建
		储层改造工程	各区块完井均采用射孔完井，每口井储层改造均采用大规模压裂方式；本项目压裂作业不涉及酸化；作业前井场铺设防渗布，压裂过程使用专用的压裂车进行，其本身携带有压裂泵及压裂液罐，配备4个50m ³ 的压裂返排液储罐，可完成压裂液的注入及回收工作	新建
		试油工程	各区块每座井场的试油作业主要配备油管头、井控装备、油管及井下工具、压裂地面流程等	新建
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27台、宽幅离心泵9台	新建	

		集输工程	新建集油支干线 27.73km，配套建设单井集油管道 9.66km，干线复线 5.31km。新建集气干线 2.01km，新建集气干线复线 18.61km，共计 20.62km。	新建
	井场工程	井场	新建丛式井井场 7 座，其中 2 井式 6 座，3 井式 1 座；独立井井场 21 座，扩建为中心井场 1 座（古 1-5#），新建撬装设备 24 座。对中心站低压气增压系统扩建，增加 1 座低压气压缩机入口分离器、1 个低压气压缩机	新建
辅助工程	钻井工程	水基钢制泥浆槽	每座井场设置 1 个有效容积 100m ³ 的水基钢制泥浆槽（10m×5m×2m），位于泥浆循环罐区旁边，用于暂存钻井废水、废弃水基泥浆（包含水基废弃钻井液、水基钻井岩屑），确保本项目产生的废弃泥浆不落地。水基钢制泥浆槽区采取重点防渗措施，周围设置围堰	新建
		废油基泥浆罐	每座井场设置 1 个有效容积 100m ³ 的废油基泥浆罐（Φ2400×7500mm），位于泥浆循环罐区旁边，用于暂存钻井废水、废弃油基泥浆（包含油基废弃钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液、落地油等），废弃油基泥浆属于危险废物，废油基泥浆罐区采取重点防渗措施，周围设置围堰	新建
		泥浆循环罐	每座井场设置 1 个水基泥浆循环罐、1 个油基泥浆循环罐，有效容积 40m ³ /个，泥浆循环罐区采取重点防渗措施，周围设置围堰	新建
		污水暂存罐	每个井场设置 4 个容积为 50m ³ 的污水暂存罐，用于压裂返排液等废水临时储存	新建
		新鲜水罐	每座井场设置 2 个储水罐，有效容积 50m ³ /个，存储施工用水	新建
		柴油罐	每座井场设置 1 个；有效容积 40m ³ /个，单个柴油罐正常储量为 25t，柴油罐区底部铺设人工材料防渗层，罐区旁设泡沫灭火器 8 支，罐区采取重点防渗措施，周围设置围堰	新建
		气源房	每座井场设置 1 座，占地面积 30m ² ，供应压缩空气，为钻机刹车提供动力	新建
		钻井液材料房	每个平台设置钻井液材料房 1 座，占地面积 50m ² ，用于存放配置钻井液所需化学品，包括膨润土、纯碱、重晶石粉等，均不属于危险化学品	新建
		其他材料房	每座井场各设置 2 座其他材料房，占地面积 50m ² /座，用于存放其他材料	新建
		井控房	每个井场设 1 座井控房，井控房安置于钻井井场内，占地面积 50m ² ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况	新建
		发电机房	每个井场设置 1 处，占地面积 15m ² ，安装柴油发电机，供应施工井场设备用电	新建
		综合房	每个井场设置 1 处，占地面积 15m ² ，放置施工工具	新建
		钻井监督房	每个井场设置 1 处，占地面积 15m ² ，施工人员监控值班场所	新建
		放喷池	放喷池（1 座/井场，容量约 30m ³ ），采取重点防渗措施	新建
施工营地	施工期每座井场设置 1 处施工营地，单个施工营地占地约 500m ² ，配套生活垃圾收集箱、生活污水收集池等环保设施	新建		
公辅工程	供水工程	施工期： 钻井工程用水、施工人员生活用水等均由罐车拉运，水源为现有工程各增压分输站供水井；配置压裂液用水来源：大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理达标后的废水在站内临时储存，之后通过其配套建设的外输管道输送至各增压分输站或用水点。本项目各井场施工期间，由罐车从附近增压分输站将压裂液配制供水拉运至井场内，再用于复配压裂液		新建

		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
排水工程		施工期： 项目废水主要为钻井废水、压裂返排液、生活污水等。水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中，处理后用于配制钻井泥浆，循环使用，无法循环利用的随同废弃钻井泥浆进行处置。压裂返排液收集后由罐车送至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理进行处理，处理后用于复配压裂液循环使用，不外排。施工人员产生的生活污水排入井场生活区防渗旱厕，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 地面建设期： 试压废水洒水抑尘，不外排。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 and 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。	
	道路工程	新建各类道路 30km，其中进井通道土路 8.6km，通井土路 21.4km	新建
	自控工程	对新建的 36 口油井进行数字化建设，数据传输至增压分输站控制室数据服务器，在增压分输站控制室实现井、间、站的集中监控。	新建
	供热系统	项目施工期采用电供暖；运营期井场为无人值守。	新建
	供配电工程	钻井时期采用柴油机发电。新建 10kV 柱上变电器及井口变电站共 38 座，新建井口动力配电柜 16 面，新建 10kV 供电线路 16.4km，新建井场低压电缆线路 11km。	新建
	表层土堆放区	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，以便尽快恢复土地原貌	新建
	穿跨越工程	本工程管线采用定向钻方式穿越连南引水渠道	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。 试油阶段产生的伴生气经放空管燃烧后排放。 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、2 号增压分输站、3 号增压分输站、5 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。	新建
	废水治理措施	施工期： 水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中，处理后用于配制钻井泥浆，循环使用，无法循环利用的随同废弃钻井泥浆进行处置。产生的压裂返排液，经污水暂存罐收集后，拉运至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站进行处理，处理后用于复配压裂液。油基钻井废水全部排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理。 地面建设期间试压废水洒水抑尘，不外排。 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 运行期： 运行期油田采出水 and 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。井场为无人值守模式，不产生生活污水；本项目依托站不新增劳动定员，不增加生活污水	新建

	<p>地下水实施分区防控，钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区、压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）、试油作业区采用 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，放喷池采用厚度不小于 200mm 抗渗混凝土，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；危险废物贮存点、废油基泥浆罐区铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求；钻井液材料房、生活污水收集池采用 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）中一般防渗区要求。井场其他区域地面平整并进行夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求</p> <p>地下集油管道属于重点防渗区，集油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</p> <p>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</p> <p>油井井场其他区域（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</p> <p>地下隐蔽工程需保留施工影像资料</p>		新建
	<p>施工期：钻机柴油机安装减振基础，泥浆泵安装减震垫，发电柴油机排气管安装消声器，并将高噪声设备安装在活动板房内。</p> <p>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。</p> <p>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；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</p>		新建
	<p>施工期：</p> <p>危险废物：废射孔液、油基钻井泥浆、油基岩屑、落地油由废油基泥浆罐收集后，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；含油废防渗布、废润滑油及其包装桶暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；各井场设置危险废物贮存点，占地面积约 10m²。井场危险废物贮存点为全封闭结构，满足防风、防雨、防晒、防渗等要求，各类危险废物应分类堆放，并按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的规定，进行危险废物的收集、贮存、运输，并设立明显的危险标志，转移时必须执行联单制度。固体废物贮存（处置）场所在醒目处设置标志牌，固废环境保护图形标志牌按照《危险废物识别 标志设置技术规范》（HJ1276-2022）、《环境保护图形标志 固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2-1995）及修改单规定制定。</p> <p>一般工业固体废物：钻井过程中采用“泥浆不落地”工艺，废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由水基泥浆槽收集后，由罐车拉</p>		依托

		<p>运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理；一般废包装袋、非含油废防渗布属于一般工业固体废物，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。</p> <p>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；产生的建筑垃圾送所在地建筑垃圾调配场。</p> <p>生活垃圾：生活垃圾送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理厂。</p>	
		<p>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，统一收集拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置；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</p>	
	生态恢复措施	<p>施工过程中划定施工活动范围，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。严格落实表土剥离方案，按要求进行表土剥离与利用，施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。</p> <p>对永久占用的草地、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。</p>	新建
	地下水防控	<p>依托现有村屯设置 7 口（地下水流向上游 2 口潜水井：九家子村、北兴分场；下游 1 口潜水井：东太三队，2 口承压水井：胜利村、后振余屯；开发区域内 1 口潜水井：查干文都</p>	依托
	环境风险防范措施	<p>钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生，使用双层套管，柴油罐区设置不低于 0.3m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。距离地表水体较近的井场等设置围堰，围堰高度应高出地表水体最高水位 50~80cm，将事故产生的油污污水截留在井场内，防止对地表水体产生污染影响。在距离水体较远处井场施工布置时将可能造成地表水污染的设备设施布置在远离地表水体的一侧。</p> <p>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</p>	新建
依托工程	1 号增压分输站	<p>该站目前正在扩建中，扩建后处理规模为 3200m³/d，本工程 16 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 2434.6m³/d，负荷 76.08%，能够满足本工程需求</p>	依托
	2 号增压分输站	<p>处理规模为 160000m³/d，本工程 1 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、负荷能够满足本工程需求</p>	依托
	3 号增压分输站	<p>该站目前正在扩建中，处理规模为 5000m³/d，本工程 3 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 3842m³/d，负荷 76.84%，能够满足本工程需求</p>	依托
	5 号增压分输站	<p>该站目前正在扩建中，处理规模为 200000m³/d，本工程 2 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、负荷能够满足本工程需求</p>	依托
	中心处理站（脱水站）	<p>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 14 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</p>	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
	大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理	本项目施工期压裂返排液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。大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理即“黑龙江省大庆市页岩油压裂返排液处理（杜蒙段）项目”，建设运营单位为大庆风瀚环保科技有限公司，处理能力为 15000m ³ /d。处理工艺采用两级处理，其中一级处理包括“调节池+隔油除砂+絮凝沉淀+两级气浮除油”；二级处理包括“水解酸化池+AO 生化池+二沉池”。二级处理后出水水质处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）出水水质（含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L）的要求，全部进行复配压裂液循环利用，不外排。大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理内设置有 6 座净化水池，总容积约 60 万 m ³ ，用于站内处理达标后废水的暂存，再通过长输管道外输至各增压分输站或用水点。本项目施工期压裂返排液经处理达标后，暂存于站内 60 万 m ³ 净化水池中，全部进行复配压裂液循环利用，不外排。大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理配套建设有长输管道，用于油田与处理站之间压裂返排液与压裂液配制供水的传输，长输管道双向布置一供一回，管径 DN500，总长度 34.0km	依托
	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）	本项目施工期产生的废弃水基钻井泥浆、钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）位于杜尔伯特蒙古族自治县龙胡路南侧，装置设计处理规模为 1500m ³ /d	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 10 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	地面建设：不设施工营地，施工人员生活依托已建施工营地，新建井场和扩建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（全部为油井）

序号	所在区块	井场类型	井号	井位坐标 (X)	井位坐标 (Y)	位置	井型
1	古页 1	双井平台 (古 1 上-1#)	GY1-Q9-H113	21593148	5108620	他拉哈镇	水平井
2			GY1-Q9-H114	21593148	5108628		水平井
3		单井井场	GY1-Q9-H115	21594218	5108554	他拉哈镇	水平井

序号	所在区块	井场类型	井号	井位坐标 (X)	井位坐标 (Y)	位置	井型	
4		单井井场	GY1-Q9-H116	21595073	5107594	他拉哈镇	水平井	
5		单井井场	GY1-Q9-H117	21596370	5107416	他拉哈镇	水平井	
6		单井井场	GY1-Q9-H118	21591810	5105280	他拉哈镇	水平井	
7		单井井场	GY1-Q9-H119	21592338	5103346	腰新乡	水平井	
8		双井平台 (古1上-2#)	GY1-Q9-H120	21593685	5106345	他拉哈镇	水平井	
9			GY1-Q9-H121	21593682	5106354	他拉哈镇	水平井	
10		单井井场	GY1-Q9-H122	21594601	5105732	他拉哈镇	水平井	
11		单井井场	GY1-Q9-H123	21591302	5100667	腰新乡	水平井	
12		单井井场	GY1-Q9-H124	21594091	5103677	他拉哈镇	水平井	
13		古页 18	单井井场	GY1-Q9-H101	21594745	5113218	他拉哈镇	水平井
14			单井井场	GY1-Q9-H102	21596366	5116135	他拉哈镇	水平井
15			单井井场	GY1-Q9-H103	21593765	5114786	他拉哈镇	水平井
16	单井井场		GY1-Q9-H104	21595131	5113699	他拉哈镇	水平井	
17	单井井场		GY1-Q9-H105	21596638	5113383	他拉哈镇	水平井	
18	单井井场		GY1-Q9-H106	21595408	5109232	他拉哈镇	水平井	
19	双井平台 (古18上-1#)		GY1-Q9-H107	21591645	5110667	他拉哈镇	水平井	
20			GY1-Q9-H108	21591653	5110663	他拉哈镇	水平井	
21	单井井场		GY1-Q9-H109	21594767	5108407	他拉哈镇	水平井	
22	单井井场		GY1-Q9-H110	21595902	5109768	他拉哈镇	水平井	
23	双井平台 (古18上-2#)		GY1-Q9-H111	21591717	5107997	他拉哈镇	水平井	
24			GY1-Q9-H112	21591725	5107996	他拉哈镇	水平井	
25	古页 20	单井井场	GY20-Q9-H48	21601680	5111125	他拉哈镇	水平井	
26		单井井场	GY20-Q9-H49	21603462	5111081	他拉哈镇	水平井	
27		单井井场	GY20-Q9-H47	21599050	5095562	腰新乡	水平井	
28	古页 8H1	三井平台 (1#)	GY8-Q9-H13	21601040	5111320	他拉哈镇	水平井	
29			GY8-Q9-H14	21601049	5111320	他拉哈镇	水平井	
30			GY8-Q9-H15	21601057	5111320	他拉哈镇	水平井	
31		双井平台 (2#)	GY8-Q9-H11	21599615	5111241	他拉哈镇	水平井	
32			GY8-Q9-H12	21599623	5111241	他拉哈镇	水平井	
33	古页 2HC 南	单井井场	GY2-Q9-H94	21597606	5083220	古龙镇	水平井	

序号	所在区块	井场类型	井号	井位坐标 (X)	井位坐标 (Y)	位置	井型
34	古页 16	双井平台 (3#)	GY16-Q9-H84	21596378	5074591	古龙镇	水平井
35			GY16-Q9-H85	21596383	5074582	古龙镇	水平井
36		单井井场	GY16-Q9-H86	21602757	5071692	新站镇	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	1035.6×10 ⁴ t	/
2	设计井数	36 口	全部为油井
3	管道长度	63.32km	油气集输管道 39.4km，复配管道 23.92km
4	能源消耗情况	用电量 2532.9×10 ⁴ kWh/a	/
5	占地面积	永久占地 14.362hm ² ，临时占地 93.66hm ²	总占地面积 108.022hm ²
6	总投资	147136 万元	/
7	环保投资	1074.57 万元	/
8	建成年产能	16.2×10 ⁴ t	/

3.1.2 钻前工程方案

钻前工程主要包括井场地面平整夯实，布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、水基钢制泥浆槽等工作内容，并对设备进行调试，保证正常运行。另外包括道路建设、柴油准备、钻井液配置等工作。

(1) 钻前整理场地，按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行施工，剥离表层土，平整土地。钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区、压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）、试油作业区采用 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，放喷池采用厚度不小于 200mm 抗渗混凝土，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；危险废物贮存点、废油基泥浆罐区铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求；钻井液材料房、生活污水收集池采用 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）中一般防渗区要求。井场其他区域地面平整并进行夯实处理，防渗性能

满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。临时占地内划分作业带，建设柴油储罐基础及施工营地、机房等临时工程，尽量减少临时占地。钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

（2）钻机安装，注意保护原井口设备。

（3）开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。

（4）设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

（5）设备安装完成后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件工作正常，性能可靠。然后进行高压循环系统试压，钻机试压 25.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通。

（6）井口挖直径 3.0m、深 2.5m 的圆井，挖好后周围用 5mm 厚的钢板围住，防止圆井坍塌。钢板焊好后，内壁用 60mm×60mm 角铁焊接固定，并焊有扶梯。圆井底部铺 0.5m 厚的砂浆，并找平。钢板周围环隙不小于 10cm，并灌水泥砂浆固化。圆井顶部高于地面 5cm~10cm，满足后续施工要求。

3.1.3 钻井方案

本项目共在 Q9 油层上段新钻水平井 36 口，井组 28 个，共形成平台 7 座，独立井 21 口，最大井数 3 口。其中，在大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层上段新钻水平井 12 口，井组 10 个，共形成平台 2 座，独立井 8 口，最大井数 2 口；大庆古龙页岩油古页 18 井区 Q9 油层上段新钻水平井 12 口，井组 10 个，共形成平台 2 座，独立井 8 口，最大井数 2 口；大庆古龙页岩油零散补充井 Q9 油层下段新钻水平井 12 口，井组 8 个，共形成平台 3 座，独立井 5 口，井组最大井数 3 口。

3.1.3.1 布井方式

按照井口布局原则，确保设计轨道有最佳靶前距、偏移距，降低钻井施工难度，设计水平井 36 口，井距 500m，采用小平台快速钻井。

3.1.3.2 钻机选型

综合考虑井深、钻具和套管重量、摩阻及处理复杂能力等情况，根据平台井最大完钻井深、起下钻大钩载荷及摩阻扭矩分析，设计选用相应的钻机，本项目水平井钻井过程大部分采用 ZJ-70DB/4500 型钻机，要求配备轨道平移装置。

根据平台井最大完钻井深、起下钻大钩载荷及摩阻扭矩分析，设计选用相应的钻机，本项目水平井钻井过程大部分采用 ZJ-70DB/4500 型钻机，要求配备轨道平移装置。钻机及钻井主要设备性能参数见下表。

表 3.1-4 ZJ-70DB/4500 钻机及钻井主要设备性能（水平井）

序号	名称	规格型号	主要技术参数	备注	
1	钻机	ZJ-70DB/4500	/		
2	井架	JJ450/45-K 型	最大载荷 4500kN		
3	提升系统	绞车	ZJ-70DB	快绳拉力 485kN	
		天车	TC-450	最大载荷 4500kN	
		游动滑车	YC-450	最大载荷 4500kN	
		大沟	DG-450	最大载荷 4500kN	
		水龙头	SL-450-5	最大载荷 4500kN	
4	顶部驱动装置	TDS-11SA	最大载荷 4500kN		
5	转盘	ZP-375	32.36kN·m		
6	循环系统配置	钻井泵	F-1600	1600HP	3 台
		钻井液罐	/	120m ³	5 个
		搅拌器	/	/	
7	动力系统	直流电动机	YZ08	800kW	6 台
		柴油机	CAT3512B/SR4B	1026kW	4 台
8	发电机组	发电机 1#	SR4	980kW	
		发电机 2#	SR4	980kW	
		发电机 3#	SR4	980kW	
		发电机 4#	SR4	980kW	
		发电机 5#	G2752	750kW	2 台
		辅助发电机	沃尔沃	300kW	1 台
9	钻机控制系统	螺杆压缩机	XK06/10LGF6-6/10X	55kW	2 台
		气源净化装置	SAD-6F	处理量 6m ³ /min	
		刹车系统	FDWS-70	最大转矩 110kN·m	
		辅助刹车	/	/	能耗制动
10	固控系统 及净化装置	振动筛	ATL-1000 高·直	/	4 台
		除砂除泥一体机	FLC2000-4P	处理量 200m ³ /h	最低配置要求
		离心机 1#	LW-500×125-N	处理量 40m ³ /h	最低配置要求
		离心机 2#	SWACO-518	处理量 60m ³ /h	最低配置要求
		除气器	ZCQ2/6	处理量 360m ³ /h	选配
11	加重装置	加重漏斗	/	/	1 台
		电动加重泵	/	/	
		气动下灰装置	/	/	
12	仪器仪表	钻井参数仪表	/	0~4300kN	含死绳固定器

		测斜仪	BXJ-4	/	
13		液压大钳	YQ100	16.6MPa 时扭矩 100kN·m	
14		天然气报警仪	/	/	3 台

3.1.3.3 钻井液

一开设计钻井液密度 $1.10\text{g/cm}^3\sim 1.25\text{g/cm}^3$ ；二开~嫩一段设计钻井液密度 $1.10\text{g/cm}^3\sim 1.55\text{g/cm}^3$ ，青二、三段~完钻设计钻井液密度 $1.60\text{g/cm}^3\sim 1.69\text{g/cm}^3$ （GY8-Q9-H11、GY8-Q9-H12、GY8-Q9-H13、GY8-Q9-H14、GY8-Q9-H15、GY20-Q9-H47、GY20-Q9-H48、GY20-Q9-H49）， $1.52\text{g/cm}^3\sim 1.62\text{g/cm}^3$ （GY2-Q9-H94、GY16-Q9-H84、GY16-Q9-H85、GY16-Q9-H86）。

一开设计使用环保型水基钻井液体系，二开设计使用油包水钻井液体系。

表 3.1-5 钻井液组成分类一览表

类型	配方		处理方法及维护
环保型水基钻井液体系	膨润土	5%~7%	1. 开钻前仔细检查钻井液循环系统、固控设备能够满足各钻井阶段的实际要求。 2. 配制（5~7）%膨润土浆，充分水化 24h。泰康组前以膨润土浆为主，见泥岩后逐渐对膨润土浆进行稀释，混入配好的胶液。 3. 一开初期保持钻井液中膨润土含量在 5% 以上，加入 XC 提高漏斗粘度至 50s 以上，加强携带和造壁性，防止低粘切冲垮地层。适当控制钻井液失水，根据需要加入随钻堵漏剂进行封堵防漏和提高地层承压能力。 4. 一开钻井过程中配浆时，包被剂的加量按设计上限使用，钻进时主要用包被剂的低浓度水溶液维护，同时注意返出岩屑情况。 5. 四方台组提高密度至 1.15g/cm^3 以上，提高包被剂加量，同时配合降滤失剂，控制失水、改善泥饼质量。 6. 施工中若粘度偏高需要降粘，加入 0.5%~1.5%降粘剂，满足现场施工需求。 7. 下套管后，调整钻井液性能达到设计要求后，方可固井。为满足施工要求，现场应根据实际情况合理调整钻井液性能，既保证不污染地层又安全钻进。 8. 本段地层可钻性强，钻进时维持大排量洗井，同时根据需要可配制稠段塞清扫，维持井内清洁。 9. 根据井下情况，及时进行短期下通井作业，修复井壁。 10. 尽可能维持低粘切钻进，利于冲刷井壁。控制膨润土含量、利用好固控设备，有效控制好劣质固相的含量，形成优质的滤饼和井壁
	Na_2CO_3	0.2%~0.5%	
	包被剂	0.4%~0.6%	
	降滤失剂	0.5%~1%	
	XC	0.2%~0.5%	
	降粘剂	0.2%~0.4%	
	润滑剂	2%~3%	

油包水 钻井液 体系	柴油	80%~90%	<p>1. 配制油包水钻井液前清洗泥浆罐，用清水检验泥浆罐的密封性，防止渗漏。试验配浆漏斗。循环管线、闸门等连接部位相互连通、灵活好用后，方可开始配置油包水钻井液。</p> <p>2. 钻井液配制：油水比$\geq 80\%$，按油与水的体积比计算各种添加剂加量，除了液体添加剂以外，其他固体添加剂均由加重漏斗加入。按照配方中处理剂的顺序依次加入，在加入中需充分搅拌，使油水充分乳化，用加重漏斗循环剪切不低于4h，破乳电压达到400V以上方可开钻，着陆前提高到600V以上。</p> <p>3. 严格控制固相，连续使用固控设备，清除多余的无用固相，控制钻井液密度不超标。并保证优质钻井液钻进。</p> <p>4. 不得直接向油包水钻井液中加入清水，钻井液不足时，提前补充油包水钻井液。按照少量多次控制速度的原则补充新钻井液，避免大幅度调整钻井液性能，及时监测钻井液性能变化，保持钻井液性能的持续稳定性。</p> <p>5. 增加粘度时，适当混加高粘度的油包水钻井液或者加入CaCl₂水溶液；降低粘度时，加入柴油。</p> <p>6. 钻进中要保证各钻井液罐中的搅拌器连续正常运转。</p> <p>7. 钻井液密度较高，现场施工中应注意预防漏失发生</p>
	主乳化剂	3.0%~4.0%	
	辅乳化剂	1.0%~2.0%	
	有机土	2.0%~3.0%	
	油包水降滤失剂	3.0%~4.0%	
	封堵剂I型（HFLK）	1.0%~1.5%	
	封堵剂II型 （纳米封堵剂）	0.7%~1.0%	
	（20%CaCl ₂ ）水	10.0%~20.0%	
	CaO	2.0%~4.0%	
	润湿剂	0.2%~0.5%	
	超细碳酸钙	2.0%~3.0%	
重晶石粉	/		

3.1.3.4 井身结构

本方案设计井水平段长度为1500m~2500m，偏移距0m~695m，设计两层套管井身结构，表层套管下至嫩五段，封固上部易塌、易漏地层，确保长水平段井顺利施工。

表 3.1-6 井身结构设计数据表

开钻次序	井深（m）	钻头尺寸（mm）	套管柱类型	套管尺寸（mm）	套管下入层位	套管下入深度（m）	环空水泥浆返深（m）
一开	1062	311.2	表层套管	244.5	嫩五段	1061	地面
二开	5283	215.9	生产套管	139.7	青二、三段	5280	地面

注：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层10m以上，现场可根据上述要求进行适当调整

表 3.1-7 井身结构设计说明

开钻次序	套管尺寸（mm）	设计说明
一开	244.5	封固地表疏松地层，防止井口坍塌；保护浅层水；安装井控装置；悬挂生产套管
二开	139.7	封固目的层；完井要求

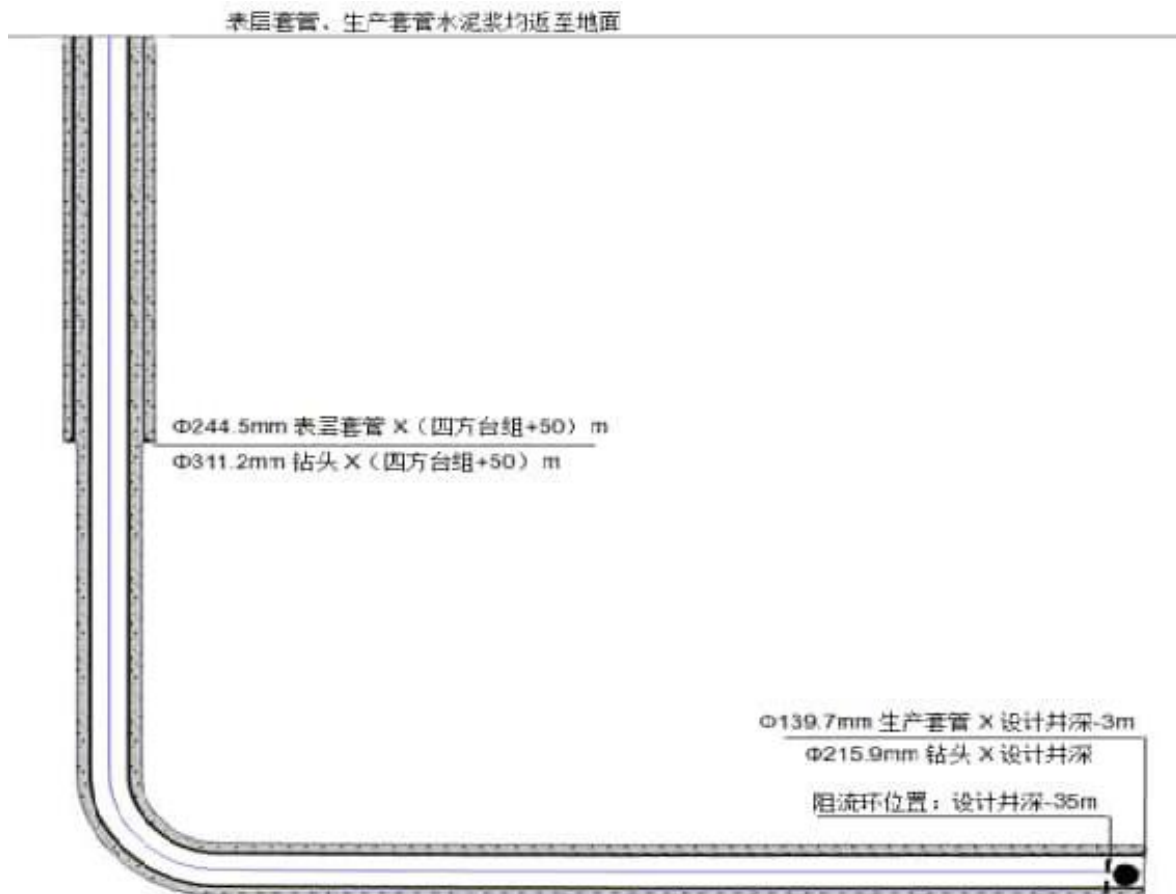


图 3.1-1 井身结构示意图

为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。

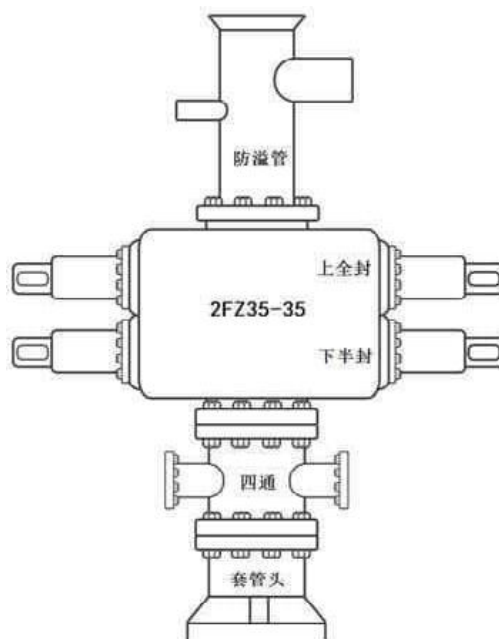


图 3.1-2 井口装置示意图

3.1.3.5 钻井工程工艺

(1) 钻进

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

(2) 录井

① 钻井参数录取

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

② 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。二开钻开油层前，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量 1 次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 4h 测量 1 次钻井液全套性能和钻井液电阻率；固井前测钻井液密度、粘度、切力、失水，并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察 1 次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

③ 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

(3) 测井

当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

① 若电测时间大于安全作业时，中途通井循环；

② 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆；

③ 由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

(4) 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。

表 3.1-8 单井固井质量要求

开钻次序	钻头尺寸 (mm)	井段 (m— m)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	阻流环深度 (m)	水泥浆封固 井段 (m-m)	固井质量要 求
311.2	0-2189	244.5	2189	2167	地面-2189	/	311.2
215.9	2189-5243	139.7	5240	5208	地面-5243	合格	215.9

注：固井质量要求按照中国石油天然气集团有限公司《关于明确集团公司井身质量和固井质量不合格判定红线的通知》（质安〔2020〕3号）、中国石油天然气股份有限公司《关于加强2022年井身质量、固井质量管理工作的通知》（油勘函〔2022〕28号）中有关条款执行

固井水泥用量数据见下表。

表 3.1-9 单井固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 (mm)	钻头尺寸 (mm)	井径扩大 率 (%)	环空容积 (m ³)	水泥浆返 深 (m)	水泥塞面 深度 (m)	水泥级别	附加 (%)	水泥用量 (t)
表层套管	339.7	444.5	30	35.91	地面	210	A	30	62
生产套管	215.9	215.9	10	47.97	地面	5208	高强低密 度	15	58
				95.27			G		120

--	--	--	--	--

(5) 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。射孔液主要成分理化性质见下表。

表 3.1-10 射孔液理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质	毒性
1	NaCl	白色晶状体，无化学毒性，但摄入量过多会引起细胞脱水，严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗即可。不易燃。	无毒
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。	无毒
3	黏土稳定剂	双聚铵盐 NH ₄ -HPAN-2，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%)≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN-)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力。	无毒

3.1.3.6 储层改造工艺

钻井后，为了消除井筒附近地层渗透率低的不良影响，需进行压裂作业，主要是通过向井下注入压裂液进行压裂。压裂改造过程中，大量压裂液将进入地层进行储层改造，压裂结束后，需要快速的排液。作业前井场铺设防渗布，压裂过程使用专用的压裂车进行，其本身携带有压裂泵及压裂液罐，可完成压裂液的注入及回收工作。压裂作业结束后进行试井，试井前先安装井口防喷专用管线、各种计量设备、油气分离设备、原油回收罐等。

(1) 压裂施工流程

本项目压裂作业持续时间为 20~40 天，压裂作业工序主要流程如下：

- ①安装井控装置：安装防喷器，连接放喷管线。
- ②按图 3.1-3 连接压裂管汇。

③试压：地面管线与闸门分阶段试压：第一阶段，按试压值的 5%~10%试压，达到压力后稳压 2min；第二阶段，按试压值的 30%试压，达到压力后稳压 2min；第三阶段，按试压值的 60%试压，达到压力后稳压 2min；第四阶段，按试压值试压，达到压力后稳压 5min。四个阶段先后顺序依次试压，试压中应符合以下全部要求：1) 每个阶段试压时，外观应均无可见渗漏；2) 每一阶段试压时，稳压时间内压力变化值小于该阶段试压值的 2.5%为该阶段试压合格；3) 前一阶段试压合格后才允许进入下一阶段的试压，否则应重新从第一阶段开始试压，直到第四阶段合格

后结束试压。

④测试压裂：先打开趾端滑套，小排量替井筒 80m³后，执行测试压裂施工工序。

⑤第 1 段主压裂：执行测试压裂施工工序表。

若现场实际施工压力异常，加砂困难，由现场指挥小组及甲方领导现场调整施工规模及加砂程序，下同。

⑥施工结束后，用电缆连接射孔枪和桥塞泵送入井，坐封桥塞及对第 2 段进行射孔并投球（具体操作步骤、施工要求及井控要求详见桥塞与射孔联作施工设计，下同），准备第 2 段进行压裂施工。

⑦第 2 段进行升降排量测试：执行升降排量测试施工工序表。

⑧第 2 段主压裂：执行对应的压裂施工工序表。

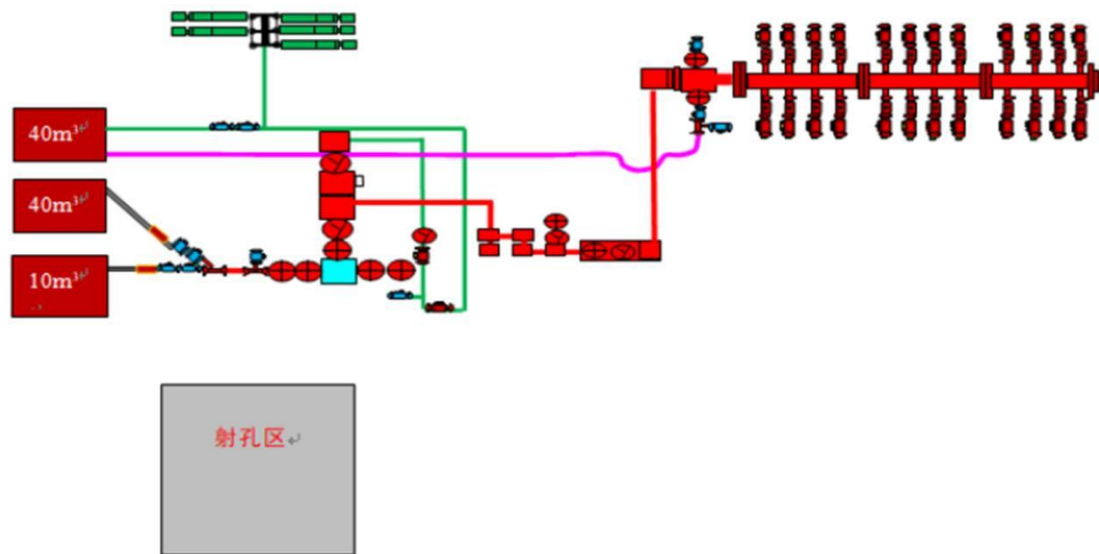
⑨施工结束后，其余段重复第 2 段施工步骤，主压裂执行对应的工序表。

⑩压裂施工结束后，焖井扩散。

⑪返排：放喷管线安装压力计，根据压降速度选用不同尺寸油嘴控制放喷，记录好返排液量和井口压力，至裂缝闭合（参考测试压裂确定的闭合压力）。

⑫接试油后本项目完成。

根据项目设计方案提供的典型生产井生产数据，压裂施工结束后依次为焖井、返排、试油。其中焖井时间为 8~24 天，平均为 15 天；返排阶段时间为 4~48 天，平均为 20 天。因此，从压裂液注入到返排结束时间平均为 35 天。试油时间为 1~5 天。



备注：（1）40m³储液罐距离井口 25m 以外；（2）压裂放喷管线均采用Φ88.9mm 外加厚油管连接；（3）井口采用双地锚（基墩）加强固定

图 3.1-3 压裂地面流程示意图

（2）压裂液组成

对区块内的油井采用连续油管压裂，改善开发效果。根据项目各井区开发方案；压裂液选择滑溜水+胍胶压裂液体系，支撑剂设计全部采用石英砂，压裂管柱采用坐压多层压裂管柱。根据本井地层综合解释及以往试验井压后效果，为实现多级裂缝支撑，提高有效改造体积，支撑剂使用（70-140）目石英砂、（40-70）目石英砂、（20-40）目石英砂。

表 3.1-11 压裂液理化性质一览表

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

7	有机硼交联剂	含有硼原子的有机化合物, 作为交联剂辅助用剂。通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构, 使原来的聚合物分子量明显地增加, 调整压裂液的粘度。	无毒性
8	高温破胶剂	适用于水基交联冻胶体系的破胶剂, 以过硫酸钾为主要助剂。过硫酸铵在高温下发生分解, 释放出氩气和过硫酸根离子。这些活性物质能够与有机胶粘剂分子中的 C-C 键、C-H 键等进行氧化反应, 从而破坏胶粘剂的结构。	无毒性

本项目部分区块应用前置液态二氧化碳增能助排工艺, 这是一种在压裂施工前置液阶段采用液态二氧化碳增加地层能量的技术。首先需要将液态二氧化碳充装于特制的设备内, 然后通过特定方式 (如快速激发加热装置) 使液态二氧化碳瞬间气化, 体积急剧膨胀并产生高压气体。这股高压气体在封闭的地层空间内迅速扩散, 当压力达到地层的极限强度时, 便能实现地层的压裂, 从而增加地层能量。这种能量的增加有助于推动原油向生产井流动, 进而提高采收率。

(3) 压裂主要设备

①按设计要求准备足够的压裂液罐车、支撑剂罐车, 满足施工要求。

②压裂液基液性能检测设备。

③压裂车组 (含管汇及管汇串), 满足设计要求的水马力和连续施工 24 小时需要。单套压裂车组 (不含二氧化碳、推塞泵车) 输出水马力合计要求在 50000HHP (含) 以上, 现场至少具备 20 台压裂泵车。

④各种数据采集仪器、仪表。

⑤现场准备满足施工要求的配液装置及储存设备, 准备配液能力达到 20m³/min 的压裂液现场配制装置。

储层改造工段主要设备见下表。

表 3.1-12 单口井压裂试采设备一览表

序号	名称	型号	技术参数	单位	数量
1	压力表		各种量程	块	足够
2	密度计	YM-2		个	1
3	氯离子化验设备			套	1
4	放喷油嘴		2-12mm 等	个	各 2
5	压裂管汇			套	1
6	计量罐		40m ³	个	3
7	三相分离器			个	1
8	数据采集仪			套	1
9	污水暂存罐		50m ³	个	4
下井工具及配套工具					

序号	名称	型号	技术参数	单位	数量
1	起爆器			个	足够
2	可溶桥塞			个	51
3	磨鞋		OD:112mm	个	1
特种车机配套设备					
序号	名称	型号	技术参数	单位	数量
1	千型泵	1000 型		套	1
2	罐车		12m ³	辆	足量
3	锅炉车			台	1
4	压裂泵车	50000HHP (含) 以上		台	20
5	吊车		50t	辆	1
6	电缆射孔车			辆	1
7	连续油管设备			套	1

3.1.4 开发方案

本工程动用面积总计约 56.37km²，动用地质储量总计约 1091.6 万吨，共形成 7 个平台、21 口单井，建成后油总产能约 16.2×10⁴t/a，油气当量总产能约 20.47×10⁴t/a，评价期累积产油 93.9×10⁴t，累积油气当量产能 118.2×10⁴t。基建油井 36 口，基建安排及原油物性见表 3.1-13~14，指标预测详见表 3.1-15。

表 3.1-13 产能工程基建油井安排表

时间（年）	区块	基建新井		建成产能（万吨）
		油井（口）		
第一年	古页 1 井区	12		5.22
	古页 18 井区	12		5.22
	零散井（探明区）	12		5.76
	合计	36		16.2

表 3.1-14 产能工程原油物性表

油田目的层	凝固点（℃）	气油比（m ³ /m ³ ）	密度（g/cm ³ ）	粘度（mPa.s）	含蜡（%）	胶质（%）	初馏点（℃）
古页 1 井区	13.6	300	0.81	6.8	20.8	12.0	82.9
古页 18 井区	13.6	300	0.81	6.8	20.8	12.0	82.9
零散井（探明区）	18.6	200	0.81	4.9	17.3	6.6	69.6

表 3.1-15 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（方/吨）
古页 1 井区									
第 1 年	12	111.5	11.6	4350	89.6	0.4	8	156.6	300
第 2 年	12	66.2	14.5	5438	78.1	5.22	23.8	1957.5	300

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 (方/吨)
第3年	12	39.1	11.5	4323	70.5	4.1	14.1	1556.2	300
第4年	12	26.7	9.3	3471	65.3	3.3	9.6	1249.6	300
第5年	12	19.9	7.6	2850	61.8	2.7	7.2	1026	300
第6年	12	15.8	6.4	2411	59.3	2.3	5.7	868	300
第7年	12	12.8	5.5	2073	56.8	2	4.6	746.4	300
第8年	12	10.5	4.8	1804	54.3	1.7	3.8	649.4	300
第9年	12	8.8	4.3	1595	51.8	1.5	3.2	574.1	300
第10年	12	7.7	3.8	1427	50.3	1.4	2.8	513.8	300
第11年	12	6.7	3.4	1284	48.8	1.2	2.4	462.4	300
第12年	12	5.8	3.1	1156	47.3	1.1	2.1	416.2	300
第13年	12	5.1	2.8	1040	45.8	1	1.8	374.6	300
第14年	12	4.5	2.5	936	44.3	0.9	1.6	337.1	300
第15年	12	3.9	2.2	843	42.8	0.8	1.4	303.4	300
第16年	12	3.4	2.02	758	41.3	0.7	1.2	273.1	300
古页18井区									
第1年	12	111.5	11.6	4350	89.6	0.4	8	156.6	300
第2年	12	66.2	14.5	5438	78.1	5.22	23.8	1957.5	300
第3年	12	39.1	11.5	4323	70.5	4.1	14.1	1556.2	300
第4年	12	26.7	9.3	3471	65.3	3.3	9.6	1249.6	300
第5年	12	19.9	7.6	2850	61.8	2.7	7.2	1026	300
第6年	12	15.8	6.4	2411	59.3	2.3	5.7	868	300
第7年	12	12.8	5.5	2073	56.8	2	4.6	746.4	300
第8年	12	10.5	4.8	1804	54.3	1.7	3.8	649.4	300
第9年	12	8.8	4.3	1595	51.8	1.5	3.2	574.1	300
第10年	12	7.7	3.8	1427	50.3	1.4	2.8	513.8	300
第11年	12	6.7	3.4	1284	48.8	1.2	2.4	462.4	300
第12年	12	5.8	3.1	1156	47.3	1.1	2.1	416.2	300
第13年	12	5.1	2.8	1040	45.8	1	1.8	374.6	300
第14年	12	4.5	2.5	936	44.3	0.9	1.6	337.1	300
第15年	12	3.9	2.2	843	42.8	0.8	1.4	303.4	300
第16年	12	3.4	2.02	758	41.3	0.7	1.2	273.1	300
零散井(探明区)									
第1年	12	123.1	12.8	3200	89.6	0.46	8.9	115.2	200
第2年	12	73.1	16.0	4000	78.1	5.76	26.3	1440.0	200
第3年	12	41.9	12.4	3092	70.5	4.45	15.1	1113.1	200
第4年	12	28.3	9.8	2452	65.3	3.53	10.2	882.7	200
第5年	12	21.1	8.1	2013	61.8	2.90	7.6	724.7	200
第6年	12	16.7	6.8	1703	59.3	2.45	6.0	613.1	200
第7年	12	13.6	5.9	1465	56.8	2.11	4.9	527.3	200
第8年	12	11.2	5.1	1274	54.3	1.83	4.0	458.7	200
第9年	12	9.3	4.5	1126	51.8	1.62	3.4	405.5	200
第10年	12	8.1	4.0	1008	50.3	1.45	2.9	362.9	200
第11年	12	7.1	3.6	907	48.8	1.31	2.6	326.6	200
第12年	12	6.2	3.3	817	47.3	1.18	2.2	294.0	200

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 (方/吨)
第 13 年	12	5.4	2.9	735	45.8	1.06	2.0	264.6	200
第 14 年	12	4.8	2.6	661	44.3	0.95	1.7	238.1	200
第 15 年	12	4.2	2.4	595	42.8	0.86	1.5	214.3	200
第 16 年	12	3.7	2.1	536	41.3	0.77	1.3	192.9	200

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 3.1-16。

表 3.1-16 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)	9	27
举升工艺	满足最大气液比 500m ³ /m ³ 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	1 号试验站、10 口油井、集	已建

建设年份	项目名称	主要建设内容	现状建设进度
	区开发先导试验产能建设工程	油管线 1.8km	
2021 年	松辽盆地北部古页 2 号试验井组试验试采工程	2 号试验站、16 口油井、单井集油管线 12.03km、站间集油管道 1.3km、2 号站至葡西二转油站外输管道 3.57km	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
	古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程	3 号试验站、8 口油井、单井集油管线 5km	已建
	松辽盆地北部古龙页岩油 5 号试验井组钻采工程	5 号试验站、11 口油井、单井集油管线 1.04km、站间集油管道 0.24km、	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	正在验收
	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	正在验收
	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	正在验收
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	在建

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）、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、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	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	
		2 号增压分输站：有天然气浅冷装置 1 套，设计规模 14×10 ⁴ m ³ /d，采用丙烷制冷、分子筛脱水工艺，用于对 2#试验站与 3#试验站的伴生气进行处理，处理后干气满足进入周边采油九厂干气管网条件。扩建为增压分输站，用于将 2#、3#增压分输站的湿气增压外输至油气中心处理站。扩建后湿气增压规模 160×10 ⁴ m ³ /d	已建	
		3 号增压分输站：脱水站降级为转油放水站，设计规模 5000m ³ /d，建设湿气增压部分。工艺流程为：站外来液进入三相分离器处理后，低含水油外输至油气中心处理站，分离出的压裂返排液输至 2#返排液处理站处理，分离出的伴生气自压输至本站伴生气增压站处理。	正在扩 建	
		5 号增压分输站：原油处理规模为 2500m ³ /d，湿气增压规模 40×10 ⁴ 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： 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。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 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
	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	已建	
		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		
环	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	已建	

类别	项目组成	建设内容	备注
保工程	治	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	
		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;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
废气污染防治	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面以下,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。	已建
		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
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	

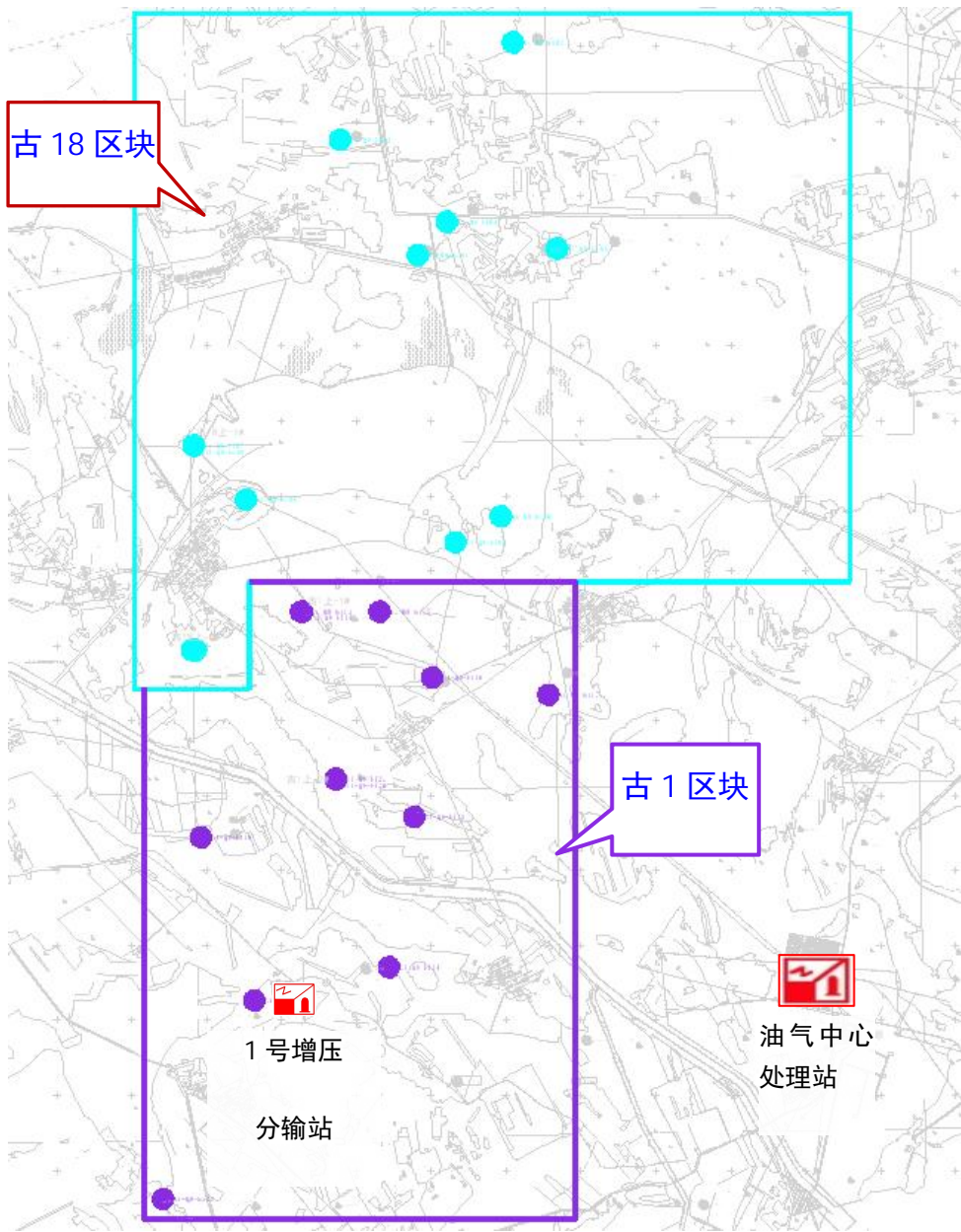
3.2.1.1 油井及配套工程建设情况

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。配套建设道路总长35.65km	正在建设

现有区块建设现状见图 3.2-1。



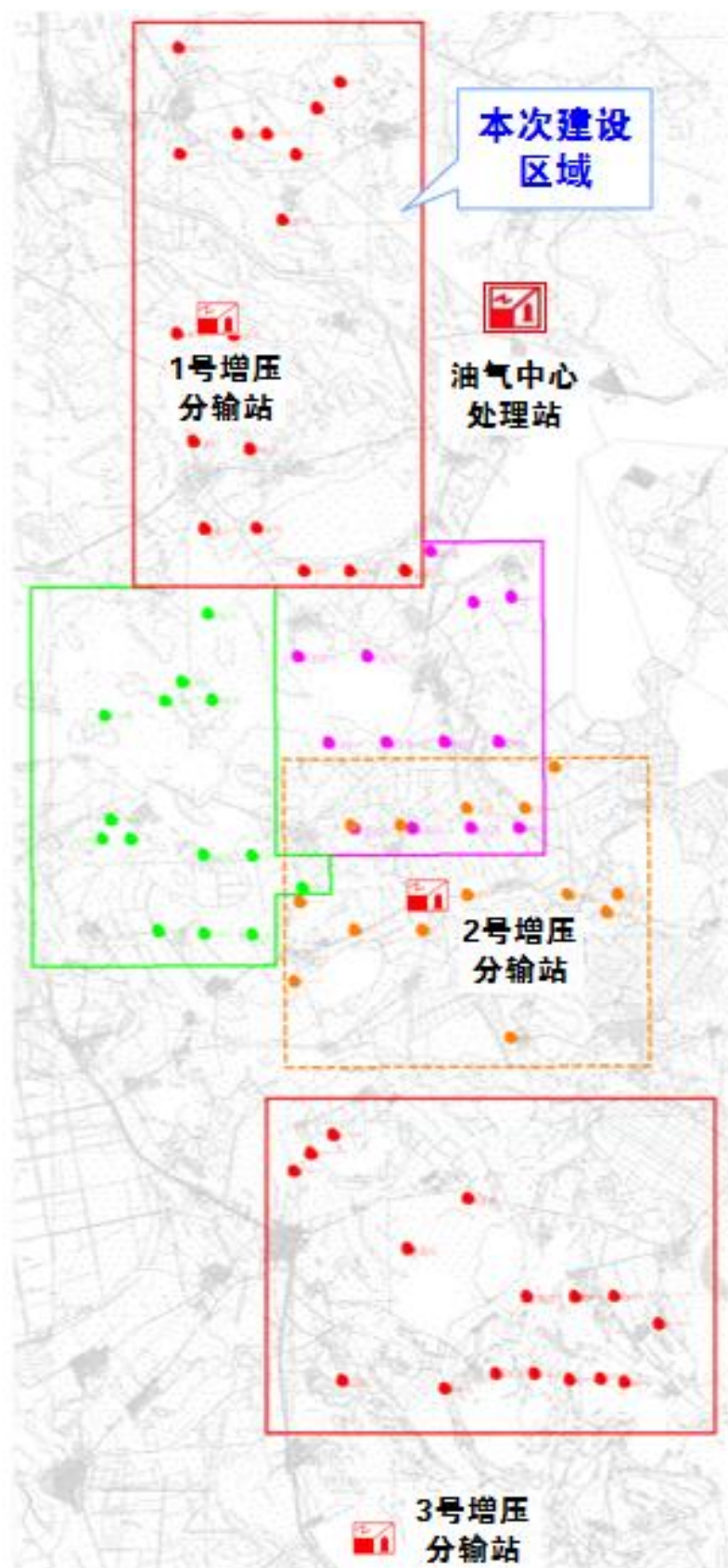


图 3.2-1 现有区块建设现状示意图

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。生产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

青砦结构。

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	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	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	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 区块内现有工程环评及验收手续

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 试验区直井井组试验试采工程	庆环审（2021）154 号	2021.12.8	2024.12 完成验收
3	2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目	庆环审（2024）34 号	2024.4.19	正在验收
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	正在验收
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	正在验收

序号	项目名称	批复文号	批复时间	验收进展
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，预计2026年8月完成施工
7	2025年Q9油层产能项目	庆环审〔2025〕103号	2025.9.30	正在建设，预计2026年8月完成施工

3.2.3 区块内现有工程排污许可执行情况

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，管理类别为登记管理，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。本工程在建的油气中心处理站归属于大庆油田有限责任公司天然气分公司管理，天然气分公司已取得排污许可证，许可证编号：912306076063361236001W，管理类别为简化管理，有效期为2025年11月18日至2030年11月17日。天然气分公司按照排污许可证要求建立了环境管理台账，及时提交了执行报告，并按排污许可证要求对现有工程产生污染物进行了自行监测，并将监测数据在全国排污许可证管理信息平台进行了公开。

3.2.4 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。

根据现场调查可知，本工程所在区块2024年建设项目正在验收未投产，2025年项目正在建设，因此1号试验站目前处理量与2024年相比未发生变化，因此根据《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，根据《2023年页岩油指挥部13口零散井项目环境影响报告书》中2023

年 11 月对 2 号试验站加热炉烟气监测结果和《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》2024 年 9 月 18 日~19 日对 5 号试验站监测结果可知，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。

现有工程燃烧废气排放情况见表 3.2-7。

表 3.2-7 现有工程燃气加热炉烟气中污染物排放情况表

序号	站场	加热炉功率	污染物排放浓度				烟气量 (Nm ³ /h)
			颗粒物 (mg/m ³)	SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	
1	1 号试验站	1.0MW	2.7-3.6	未检出	59-70	<1	589-652
2	2 号试验站	0.58MW	2.6-3.6	未检出	63-74	<1	535-621
3	5 号试验站	0.35MW	2.3-3.2	39-47	75-91	<1	687-936
《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 新建燃气锅炉排放限值			20	50	200	≤1	/
达标情况			达标	达标	达标	达标	/

2) 无组织排放烃类气体

现有工程油气集输采用全密闭工艺流程，油井井口均安装密封垫，有效的控制了烃类气体的挥发。根据现场调查可知，本工程所在区块 2024 年建设项目正在验收未投产，2025 年项目正在建设，因此 1 号试验站目前处理量与 2024 年相比未发生变化，因此根据《2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目环境影响报告书》中 2023 年 11 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》2024 年 9 月 18 日—19 日对 5 号试验站厂界外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（≤4.0mg/m³）要求。

表 3.2-8 站场及井场非甲烷总烃厂界无组织监测结果统计表

站场/井场	监测点位	监测结果 (mg/m ³)	评价标准	达标情况
1 号试验站	1#上风向	0.64-0.82	4.0	达标
	2#下风向 1	0.74-0.81		达标
	3#下风向 2	0.82-0.84		达标
	4#下风向 3	0.79-0.84		达标
2 号试验站	1#上风向	0.73-0.79	4.0	达标
	2#下风向 1	0.79-0.84		达标
	3#下风向 2	0.77-0.84		达标
	4#下风向 3	0.77-0.85		达标
5 号试验站	厂界上风向 1#	0.97-0.91	4.0	达标
	厂界下风向 2#	0.94-1.03		达标
	厂界下风向 3#	0.93-1.02		达标
	厂界下风向 4#	0.94-1.03		达标

(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 $\leq 5\mu\text{m}$ ）。

表 3.2-9 含油污水和井下作业废水产排情况 单位: mg/L

采样地点	采样时间	采样频次	监测项目 (处理后)		
			悬浮固体含量 (mg/L)	含油量 (mg/L)	颗粒直径中值 (μm)
大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站	2024.9.18	第一次	5	9.05	1.67
		第二次	4	8.61	1.66
		第三次	5	8.48	1.7
		第四次	4	7.88	1.69
	2024.9.19	第一次	4	7.49	1.69
		第二次	5	8.53	1.67
		第三次	5	9.24	1.64
		第四次	4	8.61	1.66
哈 19 返排液处理站废水出口	2024.9.27	第一次	4	4.67	1.57
		第二次	3	4.93	1.28
		第三次	4	4.80	1.55
		第四次	4	4.74	1.56
	2024.9.28	第一次	3	5.19	1.32
		第二次	4	4.25	1.47
		第三次	4	5.12	1.62
		第四次	3	5.06	1.26
标准			≤ 20.0	≤ 20.0	≤ 5.0

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。

表 3.2-11 现有工程废水排放情况

主要污染源	主要污染物	废水量 m ³ /a	治理措施
生活污水	COD、氨氮	116.8	定期用罐车拉运至西巷卸水点，管输至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理
油田采出水	石油类	12.69×10 ⁴	管输至区块内哈 19 压裂返排液处理站处理后回注现役油层或大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理达标后用于复配压裂液回用
作业废水	石油类	333	拉运至哈 19 压裂返排液处理站处理后回注现役油层或大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理达标后用于复配压裂液回用

(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《2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目环境影响报告书》（2024 年）2023 年 11 月和《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》2024 年 9 月 18 日~19 日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。噪声监测结果见下表。

表 3.2-12 站场及井场监测噪声结果表 单位：dB(A)

站场		监测结果		标准限值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1 号试验站	东侧厂界外 1m	58.2-58.4	45.8-48.7	60	50	达标	达标
	南侧厂界外 1m	56.2-57.8	46.9-48.9	60	50	达标	达标
	西侧厂界外 1m	56.4-57.3	46.7-47.2	60	50	达标	达标
	北侧厂界外 1m	55.4-58.3	44.7-46.0	60	50	达标	达标
2 号试验站	东侧厂界外 1m	55.6-55.7	44.7-45.5	60	50	达标	达标
	南侧厂界外 1m	54.6-58.4	45.8-46.2	60	50	达标	达标
	西侧厂界外 1m	57.2-56.2	47.3-47.8	60	50	达标	达标
	北侧厂界外 1m	55.1-57.9	46.5-48.9	60	50	达标	达标
5 号试验站	东侧厂界外 1m	56-57	46	60	50	达标	达标
	南侧厂界外 1m	55	42-43	60	50	达标	达标
	西侧厂界外 1m	54	40-41	60	50	达标	达标
	北侧厂界外 1m	55-56	39-41	60	50	达标	达标

站场		监测结果		标准限值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
哈 19 返 排液处 理站	东侧厂界外 1m	56.6-56.9	45.2-46.9	60	50	达标	达标
	南侧厂界外 1m	57.2-58.3	44.4-45.7	60	50	达标	达标
	西侧厂界外 1m	58.1-59.1	43.1-48.2	60	50	达标	达标
	北侧厂界外 1m	56.4-57.4	42.7-44.3	60	50	达标	达标

(4) 固体废物

根据现有工程统计资料，1号试验区、2号试验区、3号试验区、5号试验区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 3.2-13 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	类别	处置情况
1	油气分离	含油污泥	危险废物	送黑龙江迈景环保科技有限公司（龙凤）处理
2	油井作业	落地油	危险废物	
3	储罐清理	清罐污泥	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
4	油井作业	含油废弃防渗布	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
5		非含油废弃防渗布	一般工业固体废物	由专业处置单位处置
6	燃气电机等设备	废矿物油	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
7		废矿物油包装	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
8	导热油炉	废导热油	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
9	天然气处理	废分子筛	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
10		废活性炭	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
11		废滤芯	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
12	实验室	废液	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
13	职工生活	生活垃圾	生活垃圾	由专业处置单位处置

(5) 地下水及土壤

现有工程集输管道连接方式采用焊接并留有足够腐蚀余量，防渗性

能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区防渗要求；站场厂房地面采用抗渗混凝土，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；室外设备区采用 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）一般防渗区要求；油井井场地面平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》简单防渗区防渗要求。

根据本次评价对现有区块内地下水及土壤监测结果可知，现有区块内地下水各监测点位监测项目均符合《地下水质量标准》（GB14848-2017）III 类限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类限值要求；现有区块工程占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，占地范围外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求。说明在采取地下水及土壤防护措施后，现有工程对区域地下水及土壤无明显影响。

3.2.5 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 3.2-2 现有工程生态恢复情况

3.2.8 环境风险防范及应急措施落实情况

根据本次评价现场调查可知，现有区块内站场已制定应急操作规程，规程中明确各项突发事件发生时应采取的相关措施，并根据其日常工作等安全环保行为建立相应档案。现有区块定期对员工进行安全和环境保护意识教育，并定期进行演练。现有区块运营过程中，加强油气运输管道和油气处理设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。

由于建设单位刚组建，建设单位根据生产实际正在编制总体应急预案和专项应急预案，主要有火灾爆炸事故专项应急预案、集输系统突发

事故专项应急预案、突发环境事故专项应急预案、自然灾害突发事件专项应急预案等。目前执行大庆油田有限责任公司相关应急预案。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年在大庆市生态环境局备案，备案编号为：230604-2024-12-H。

3.2.9 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：

3.2.9.1 存在的主要环保问题

(1) 目前建设单位执行大庆油田有限责任公司编制发布突发环境事件专项应急预案，由于该预案为整个油田的总体应急预案，现有工程执行该预案存在针对性不强，覆盖面不全等问题。

(2) 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。

3.2.9.2 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) 建设单位应针对工程特点在本工程投产前完成应急预案的编制工作并进行备案。

(2) 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，待验收工作完成后本工程才可投入运行。

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。目前1号增压分输站共管辖页岩油井83口，其中先导试验井12口（混输进站），8H1扩大试验区油井47口（分输），Q9产能工程油井14口（分输），Q9下段油井22口（20口分输、2口混输）。

本次共20口新建油井进入本站，其中古1井区Q9上段新井12口、古18井区Q9上段新井7口、零散井1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。

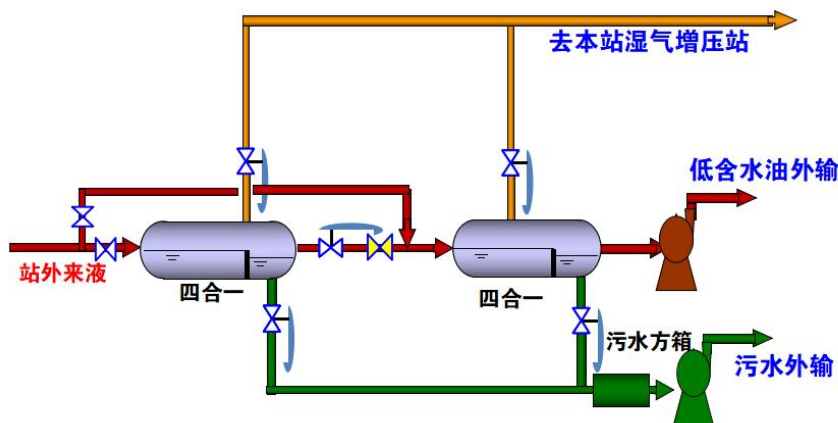
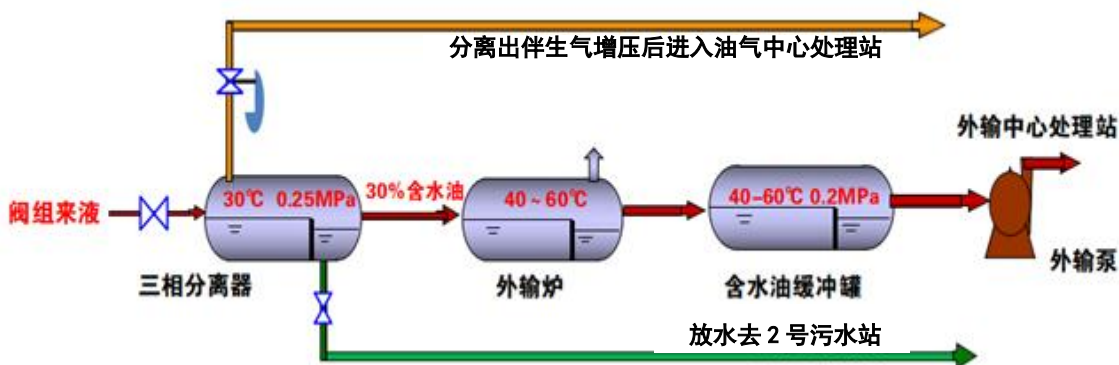


图 3.2-2 1号增压分输站工艺流程图

(2) 2号增压分输站

建设单位正在实施“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”，拟将 2 号试验站扩建为“2 号增压分输站”，扩建后原油处理规模为 10000m³/d，湿气增压规模 160×10⁴m³/d。

主体工艺流程示意图见下。



①页岩油处理系统

站外系统来液通过单管集油，偏远井采出液采用罐车方式拉运，来液进入站外计量阀组间后，通过站间集油汇管进入站内一级“三相分离器”组合装置进行油、气、水三相分离，低含水油进入到加热炉进行加热至脱水温度进入二级“三相分离器”组合装置进一步进行油、气、水三相分离，处理后的净化油经外输泵升压后外输至葡西二转油站，依托葡西二转油站至葡西联现有输油管线输至葡西联储油罐。分离出的含油污水经管线输送至大庆风瀚环保科技有限公司污水处理站处理。分离出

的天然气进入本站的天然气处理系统处理。

②天然气处理系统

1) 伴生气增压系统

伴生气进场后经三相分离器脱除可能携带的游离水和重烃等杂质，经入口缓冲罐稳压后进入原料气压缩机，经压缩机后，进入冷却器和压缩机后分离器降温，分离游离水后送入天然气脱水系统。分离出的水送至污水罐，分离出的重烃定期排放处理。

2) 天然气脱水系统

天然气脱水采用分子筛吸附法，两塔降压再生工艺。该系统设两台分子筛干燥塔切换操作，其中一塔吸附，一塔再生。

3) 轻烃回收及制冷系统

轻烃回收和制冷系统工艺采用闪蒸+轻烃稳定塔+冷箱+丙烷制冷工艺。制冷系统采用的循环冷剂为丙烷，制冷温度-30℃，在天然气预冷器相应流道释放冷量后返回制冷系统。

4) 产品及轻烃储运

设置 3 座 16.5m³轻烃储罐和装车场，储存本站天然气脱烃生产的轻烃，并利用罐车将轻烃定期外运。

(3) 3 号增压分输站

3 号增压分输站目前共管辖页岩油井 121 口，2026 年共 32 口新建油井进入本站，其中古页 16 北区 Q9 油层下段新井 23 口、古 24 井区 Q9 下段新井 6 口、本工程 3 口新井。本次产能建设后，3 号增压分输站共管辖页岩油井 153 口。3 号增压分输站依托 3 号试验站进行进行扩建，脱水站降级为转油放水站，设计规模 5000m³/d，扩建湿气增压部分。改造后的工艺流程为：站外来液进入三相分离器处理后，低含水油外输至油气中心处理站，分离出的压裂返排液输至 2#返排液处理站处理，分离出的伴生气自压输至本站伴生气增压站处理。

工艺流程详见下图。

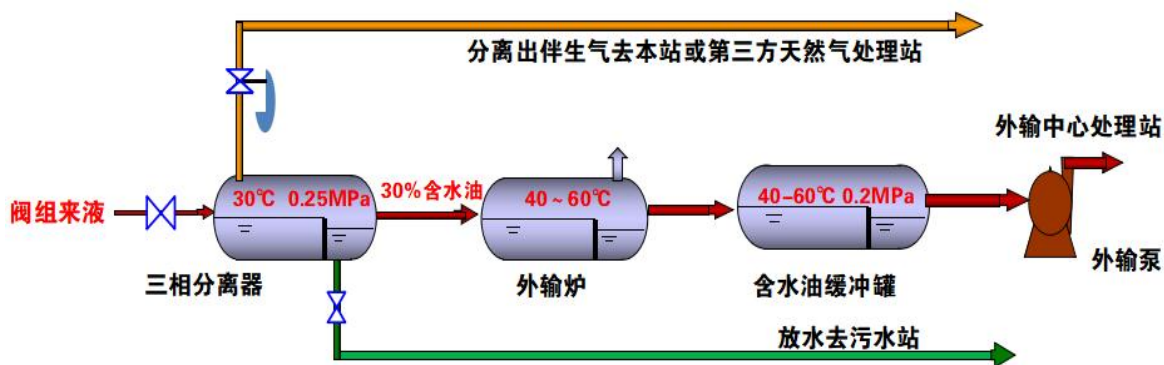


图 3.2-4 3 号增压分输站（转油放水部分）工艺流程

3 号增压分输站站场能力核实见表 3.2-11。

表 3.2-11 3 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	Φ3.8×11m 三相分离器橇	台	2	2000m ³ /d	7000m ³ /d	5831.6m ³ /d	83.3	含 25 年投产 Q9 井
	全重力平衡油气水 处理一体化装置	台	2	1500m ³ /d				
2	1.5MW 外输加热炉	台	2	1.5MW	1.5MW	1.36MW	90.7	运 1 备 1
3	含水油外输橇 Q=80m ³ /h, H=240m	台	3	80 m ³ /h	160m ³ /h	120.06m ³ /h	75.04	运 2 备 1
4	外输返排液泵 Q=80m ³ /h, H=40m	台	3	80 m ³ /h	160m ³ /h	124.09m ³ /h	77.6	运 2 备 1

经核实，3 号增压分输站站内已建设备满足需要，不需要扩建。

(4) 5 号增压分输站

建设单位正在实施“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”，拟将 5 号试验站扩建为“5 号增压分输站”，扩建增加了转油放水功能，扩建后原油处理规模为 4000m³/d，湿气增压规模 20×10⁴m³/d。改造后的工艺流程为：站外来液经一级三相分离器处理后，低含水油经泵增压后，再经外输炉升温，外输至油气中心处理站。分离出的含油污水进污水缓存橇缓冲后外输至采出水处理站，分离出的伴生气自压输至油气中心处理站，工艺流程详见下图。

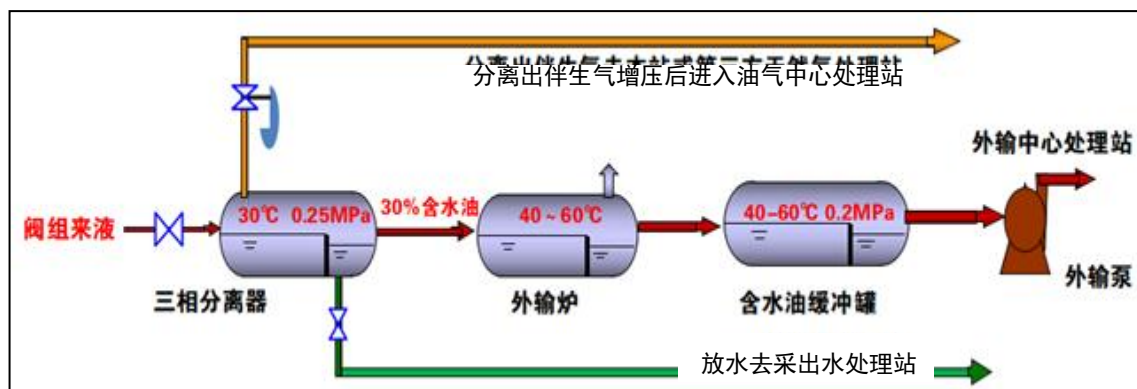


图 3.2-5 5号增压分输站扩建部分工艺流程示意图

5号增压分输站扩建工程站内改造主要工程内容：油气集输系统新建含水油外输泵橇1座，内设外输泵3台， $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=140\text{m}$ ，用于外输含水油发球；新建外输加热炉1.5MW1台，1台采暖炉0.29MW。更换2台三相分离器安全阀为DN150。

站外集输系统部分，目前5#增压分输站所辖井全部采用油、气混输进站工艺，无集气管道。

（5）油气中心处理站

①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。

本工程新井14口进入该站进行处理，本次产能建设后，该站共计接收53口油井的站外来液，包括本工程新井14口，Q9下段产能工程新井9口，8H1扩大试验区新井17口（已建设完成正在验收未投），Q9产能工程新井13口（正在建设，未投），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 $Q=150\text{m}^3/\text{h}$	台	4	200 m^3/h	500 m^3/h	246.1 m^3/h	49.2%	运2备1

序号	设备名称	单位	数量	单台能力	总能力	负荷	负荷率 (%)	备注
	H=80m~2 台, Q=200m ³ /h, H=80m~2 台							
4	外输油泵 Q=155m ³ /h, H=420m	台	3	155m ³ /h	310m ³ /h	204.35m ³ /h	67.5%	运 2 备 1
5	外输压裂返排液泵 Q=80m ³ /h, H=40m	台	2	80m ³ /h	80m ³ /h	60m ³ /h	90.38%	运 1 备 1
6	10000m ³ 事故罐	座	2					
7	20000m ³ 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。

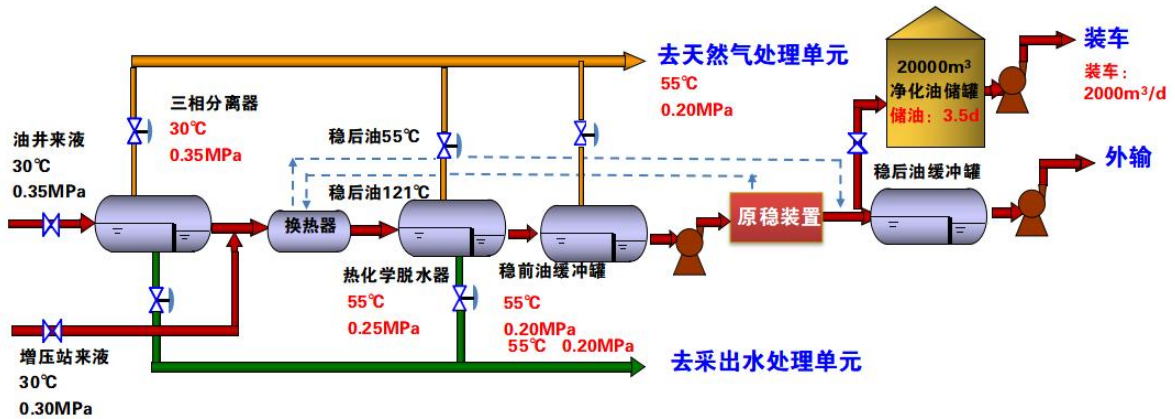


图 3.2-6 油气中心处理脱水站工艺流程图

②采出水处理站

油气中心处理站正在建设中，采出水处理站设计规模 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要负责中心处理站所管辖井场、古页 1 号增压分输站、古页 2 号增压分输站、古页 3 号增压分输站以及古页 5 号增压分输站产生的采出水的处理，采出水采用管输方式送至本工程骨架工程中新建的油气中心处理站采出水处理站。

本次产能开发 36 口油井，16 口油井采出水在 1 号增压分输站分离出后由压裂返排液泵管输至中心采出水站处理，1 口油井采出水在 2 号增压分输站分离出后由压裂返排液泵管输至中心采出水站处理，3 口油井采出水在 3 号增压分输站分离出后由压裂返排液泵管输至中心采出水站处理，2 口油井采出水在 5 号增压分输站分离出后由压裂返排液泵管输至中心采

出水站处理，14口油井在油气中心处理站脱水站处理后经管道输至采出水处理站。本工程建成投产后中心采出水处理站最高负荷率83.4%，能够满足新增产能需求，具体见表3.2-11，该表中水量已包括已古页1井区老井、8H1扩大试验区和Q9产能工程新井。

表 3.2-11 采出水处理站能力核实表 (m³/d)

时间(年)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
新井+老井	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

根据页岩油指挥部提供的初步压裂复配机制，日回用水量最大值17280~21600m³/d。目前页岩油有中心站和2号站2个采出处理站为供水中心。中心站区域日回用水量最大值8640~10800m³/d，本工程建成投产中心站区域产水量为8341m³/d，能够全部回用。

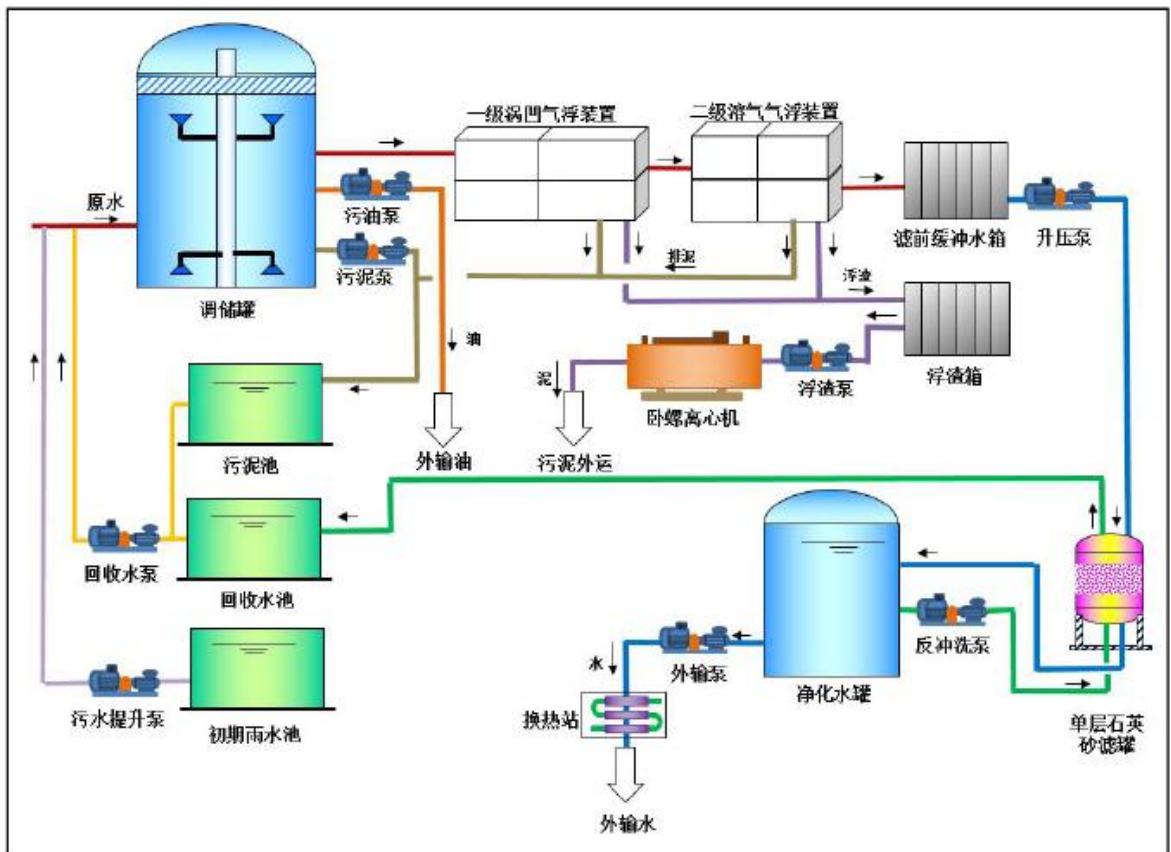


图 3.2-7 采出水处理站工艺流程图

③油气集输系统

1号增压分输站至葡西联已建外输管道2条，设计压力4.0MPa，规

格长度分别为 DN80~10.06km 和 DN100~10.06km（复线），葡西联至油气中心处理站已建外输管道 1 条，规格长度为 DN200~1.26km。外输系统生产运行采用单泵对其中 1 条外输管道方式，两条外输管道独立运行互不影响。1 号增压分输站 30%含水油经站内升温，采取 2 套外输泵对应 2 条外输管道输至葡西联，在葡西联经站内阀组汇合输至油气中心处理站。低含水油进油气中心处理站压力为照 0.35MPa（表压），进站温度为 30℃。

根据预测外输系统在建产高峰期（2027 年）计算外输所需压力为 2.81MPa 超过 2.5MPa，仍在管线可正常运行能力范围内，且新钻井存在错峰投产的现象，故不予新建外输复线；在不考虑后续新增产能的情况下，随产液递减，2033 年以后可仅运行 DN100 外输管线，外输管道能力满足输送要求。

3 号增压分输站 30%含水油增压加热后输送至 2 号增压分输站，与 2 号增压分输站 30%含水外输油汇合共同输至油气中心处理站，进油气中心处理站压力为 0.35MPa（表压），进站温度 30℃。3 号增压分输站至 2 号增压分输站输油管道长约 26.95km，管径 DN250。

根据能力核实，古页 2202H-Q9 集气干线能力不足，本次新建管道复线。1#增压分输站最低入口压力 0.2MPa（g），推算 3-1#中心井场最低外输压力需要达到 0.26MPa（g），确定新建管道规格为 DN150-1.6MPa-2.7km。管道两端设通球设施，采用深埋，加注甲醇的方式防止管道冻堵。

根据能力核实，古 1-3#集气干线能力不足，本次新建管道复线。

按照 1#增压分输站最低入口压力 0.2MPa（g），推算 1-1#中心井场最低外输压力需要达到 0.315MPa（g），已建管道与复线管道合计需要输气 $11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，确定新建管道规格为 DN100-1.6MPa-5.31km。管道两端设通球设施，与原油集输干线同沟敷设。

根据能力核实，中心站所属 1 号集气干线能力不足，本次新建管道复线。按照中心站最低入口压力 0.2MPa（g），已建管道与复线管道合计需要输气 $18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，确定新建管道规格为 DN200-1.6MPa-6.8km。管道两端设通球设施，采用深埋，加注甲醇的方式防止管道冻堵。

根据能力核实，中心站所属 1 号集气干线能力不足，本次新建管道复线。按照中心站最低入口压力 0.2MPa（g），1-2#中心井场需要最低外输压力 0.27MPa（g），已建管道与复线管道合计需要输气 $18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，确定新建管道规格为 DN150-1.6MPa-3.8km。管道两端设通球设施，与“古页 1 井区 Q9 油层上段开发项目”中新建 1-1#-1-2#中心井场间集油管道复线同沟敷设。

经能力核实，中心站低压气增压系统能力不足，欠缺能力 $18.13 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。考虑目前 2 台低压气压缩机所在厂房仅预留 1 台压缩机位置，本次考虑扩建 1 台 $16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模压缩机，压缩机类型与已建 2 台一致为电驱螺杆压缩机。同时配套新建压缩机入口分离器 1 台，与已建分离器并排布置。扩建后，低压气增压系统总处理能力达到 $28 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最高运行负荷 107.6%，满足生产需求。

（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 10 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。

根据现场调查，该站目前处理量 35000t/a，运行负荷为 35%，运行情况良好。根据已建未投产的三个项目和在建的一个项目的环保报告，该四个项目运行期产生含油污泥及落地油共计 50.25t/a，本工程投产后，该站运行负荷为 36.6%，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。

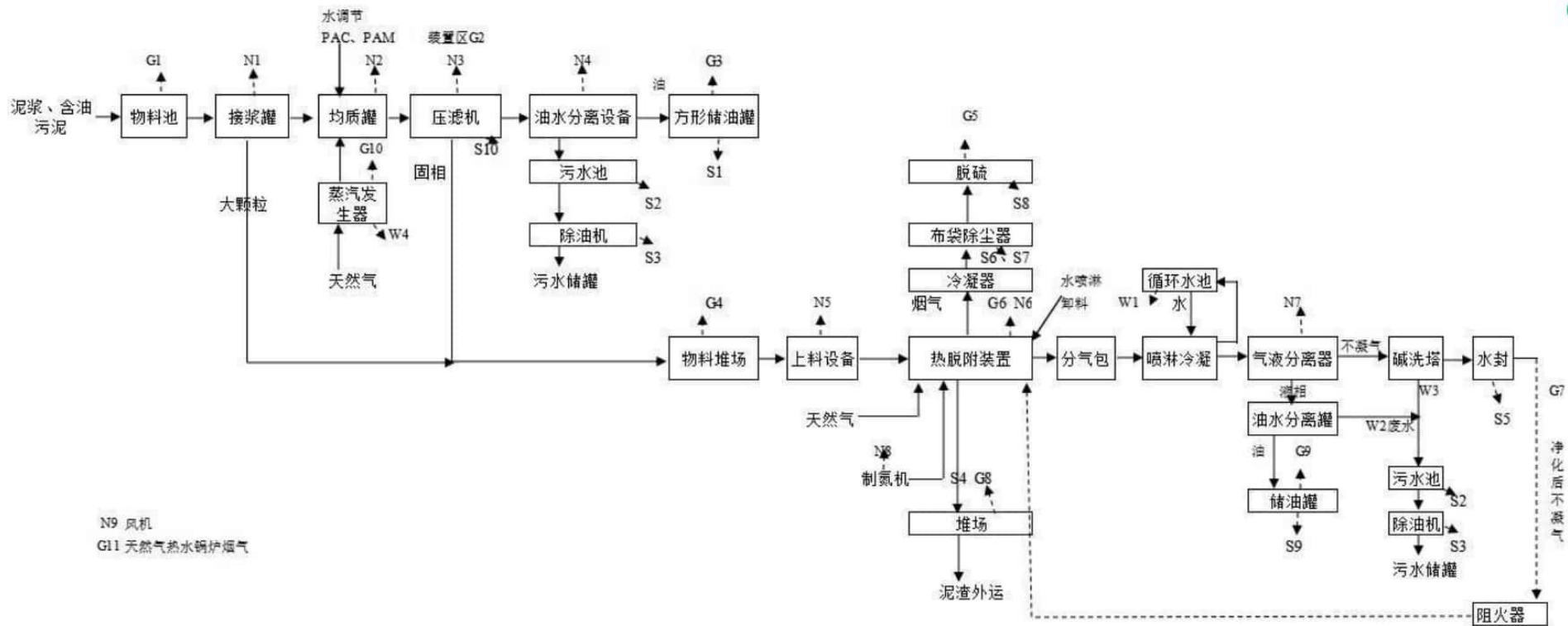


图 3.2-8 废弃泥浆无害化处理油基泥浆站工艺流程图

(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，根据已建未投产的三个项目和在建的一个项目的环保报告，该四个项目运行期产生施工废料约为 2.64t，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。

(6) 大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站

大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理设计废水处理能力为 15000m³/d，采用二级处理工艺，其中一级处理工艺为“调节池+隔油除砂+絮凝沉淀+两级气浮除油”，二级处理工艺“水解酸化池+AO 生化

池+二沉池”，处理后出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，COD $\leq 300\text{mg/L}$ ”限值要求，处理后尾水用于压裂液配制，不外排。

大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理设计处理能力 $15000\text{m}^3/\text{d}$ 。大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理目前处理量 $11000\text{m}^3/\text{d}$ ，包括《2025年Q9油层产能项目》正在压裂的工程运送过来的压裂液，运行负荷为73.3%，运行情况良好。根据建设单位提供数据及页岩油前期试验研究阶段的成果，水平井单井初期压裂返排液约为 $150\sim 200\text{m}^3/\text{d}$ ，持续时间1~2周，后期见油气后逐渐降低，返排液总量占压裂液用量的10%，返排持续时间约为30d，本工程试油期间单井产生压裂返排液量约为 5250m^3 ，则水平井产生的压裂返排液总量约为 18900m^3 ，本工程产生的压裂返排液进入每个井场设置的4座 50m^3 返排液罐中，每天用4台罐车拉运一次，拉运至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站，接收本项目压裂返排液后，该站运行负荷为85.3%，大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理剩余处置能力可以满足本项目需求。

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
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 36 口，共形成丛式井平台井井场 7 座、独立油井井场 21 座。其中 2 井式 6 座，3 井式 1 座。1 座已建井场（古 1-5#）扩建为中心井场，配套建设三相分离器橇 1 座，破乳剂加药橇 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 36 口油井充分依托 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。

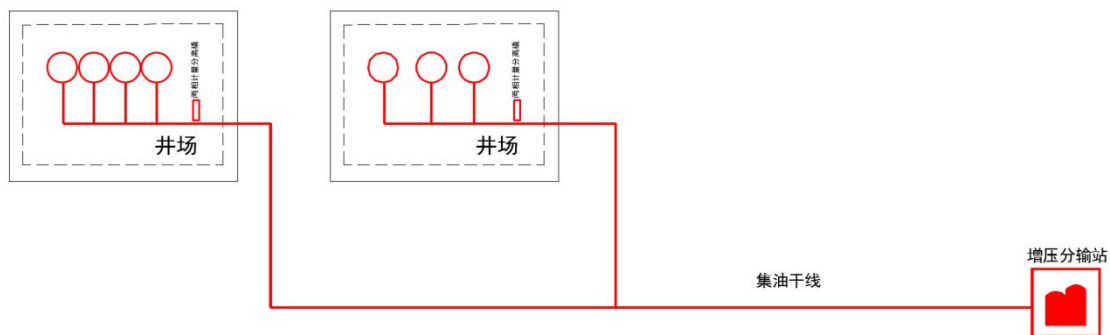


图 3.3-1 “单管串接油气混输”集油工艺流程

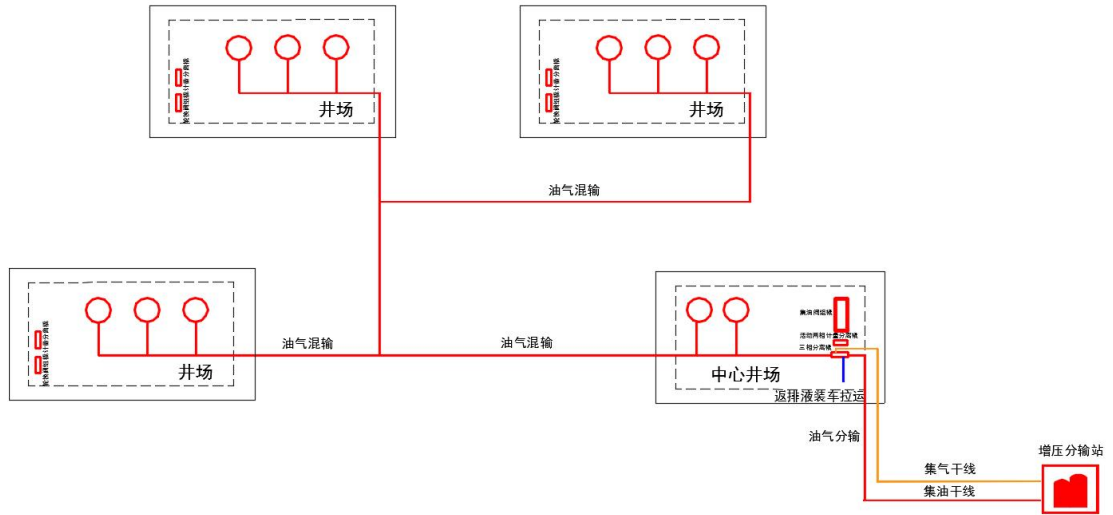


图 3.3-2 “单管集油、井场预分离”集油工艺流程

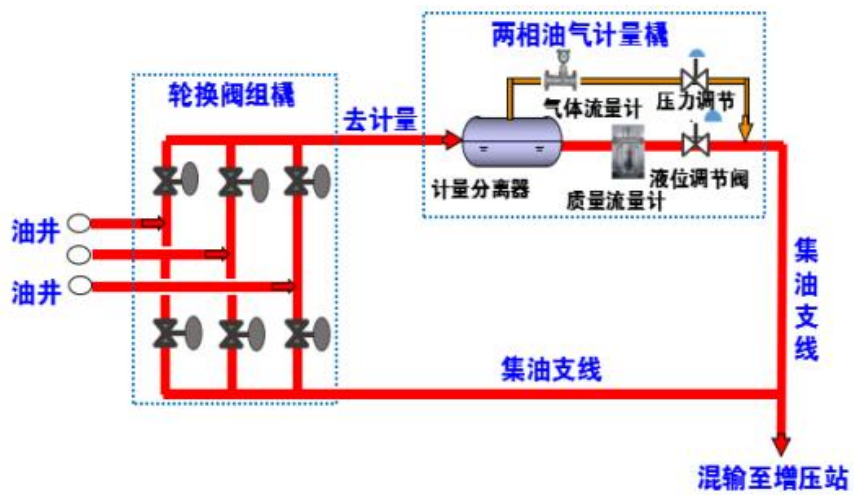


图 3.3-3 平台井场（非中心井场）工艺流程图

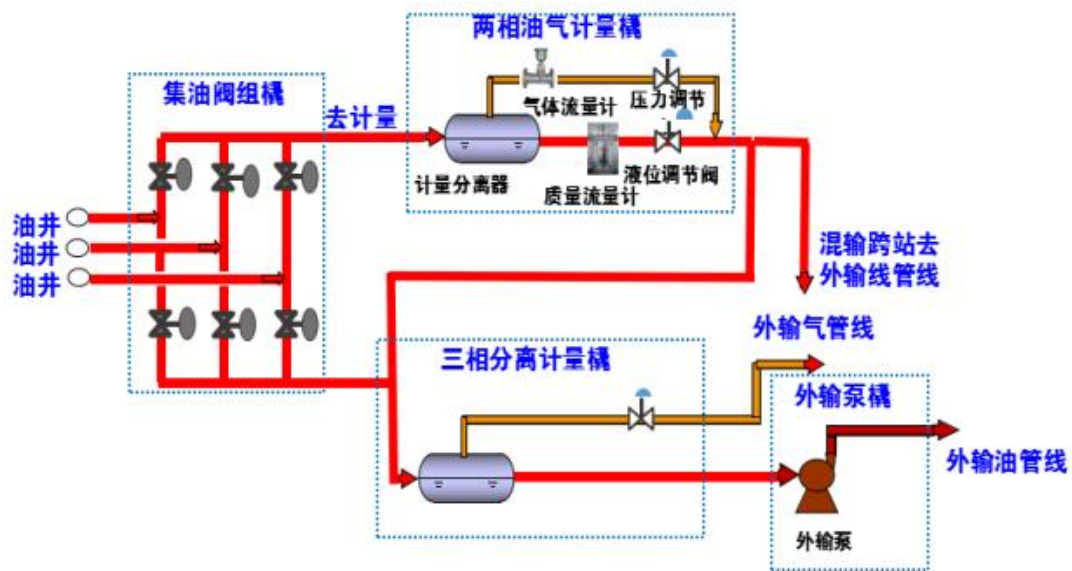


图 3.3-4 中心井场工艺流程图

(2) 站外油气管道

古页 1 井区部分新建集油支线 6.75km ($\Phi 76 \times 4.5$ —3.70km、 $\Phi 89 \times 4.5$ —3.05km)、单井集油管道 0.6km (DN65)；古页 18 井区部分新建集油支线 23.90km ($\Phi 76 \times 4.5$ —4.67km、 $\Phi 89 \times 4.5$ —4.68km、 $\Phi 114 \times 4.5$ —7.61km)、干线复线 10.4km ($\Phi 76 \times 4.5$ —3.20km、 $\Phi 89 \times 4.5$ —1.49km、 $\Phi 114 \times 4.5$ —2.25km)、单井集油管道 0.6km (DN65)；零散补充井部分新建集油干线复线 3.8km (DN100)，配套建设单井集油管道 8.46km (DN80—2.39km、DN65—6.07km)。材质为无缝钢管。

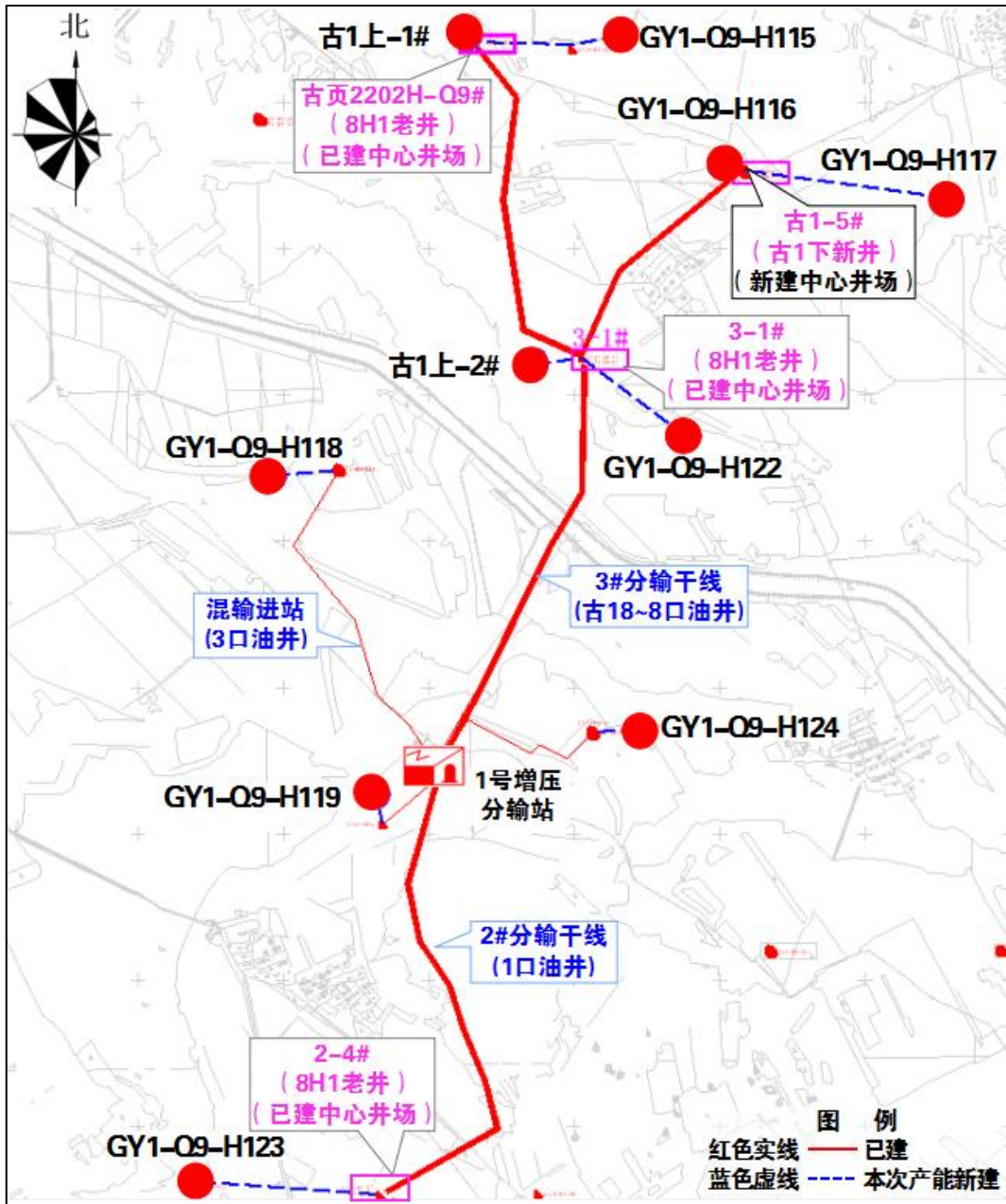


图 3.3-5 古 1 区块 Q9 油层上段集油系统总体布局图



图 3.3-6 古 18 区块 Q9 上段 5 口新井挂接中心站 1#干线系统布局图

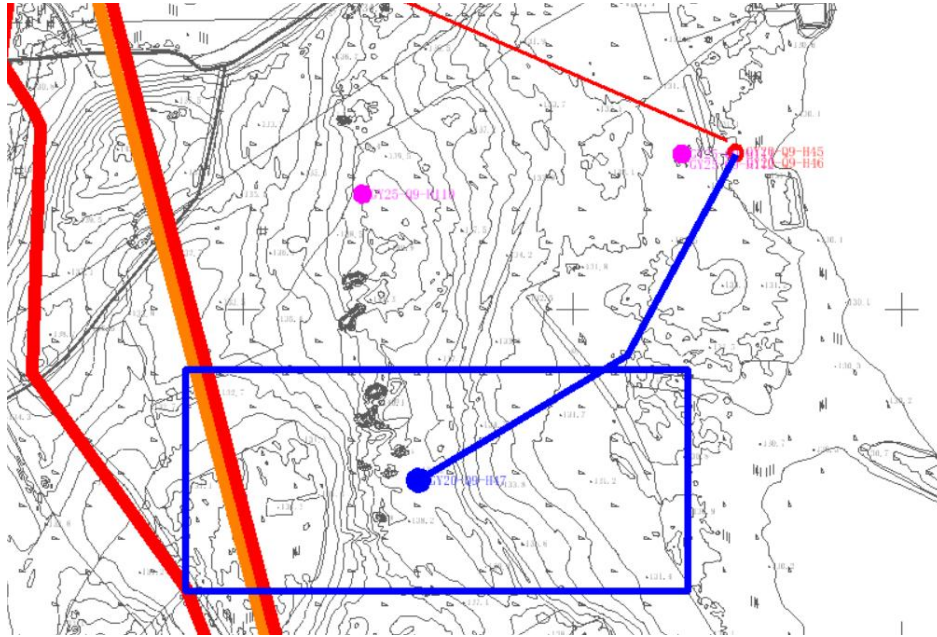


图 3.3-7 零散井部分 1 号增压分输站集油系统示意图

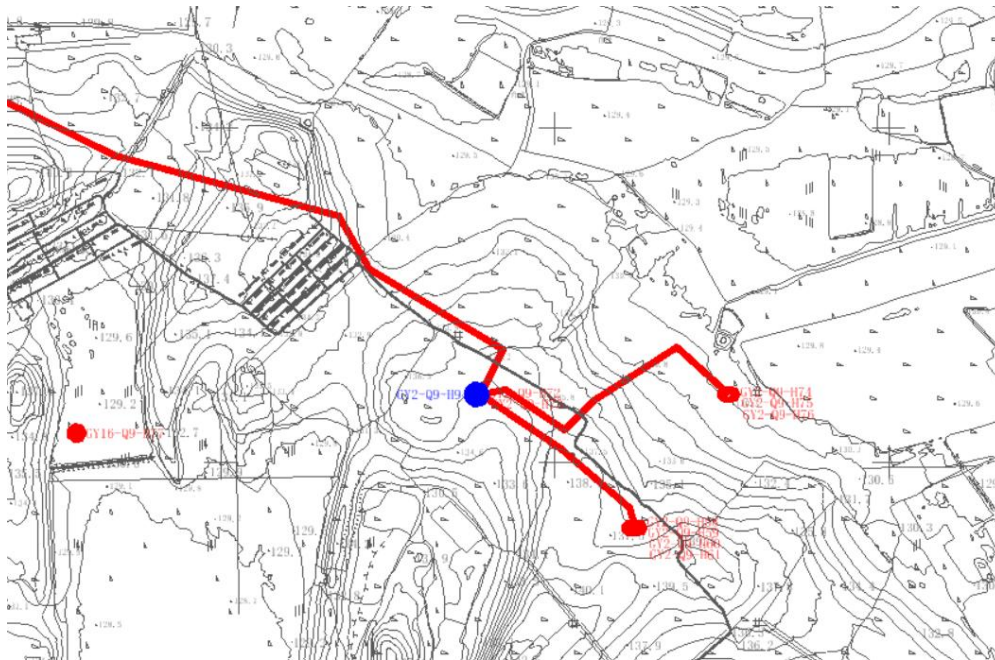


图 3.3-8 零散井部分 2 号增压分输站集油系统示意图

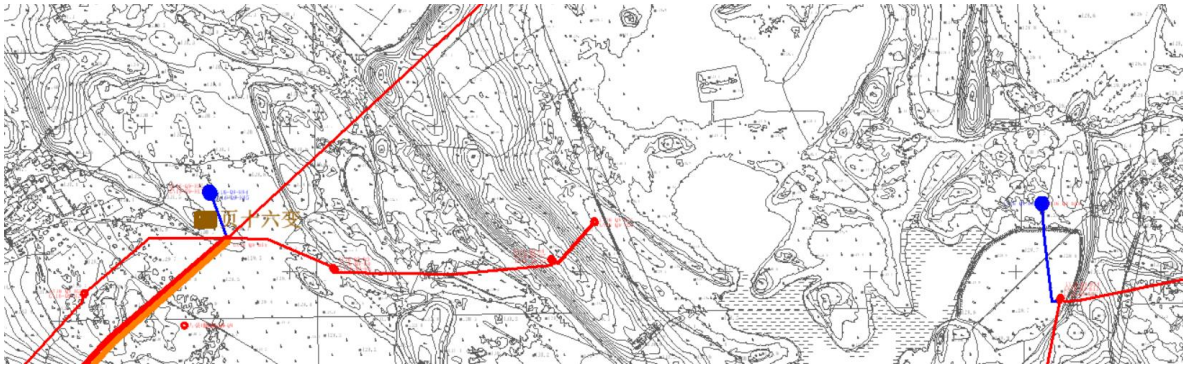


图 3.3-9 零散井部分 3 号增压分输站集油系统示意图

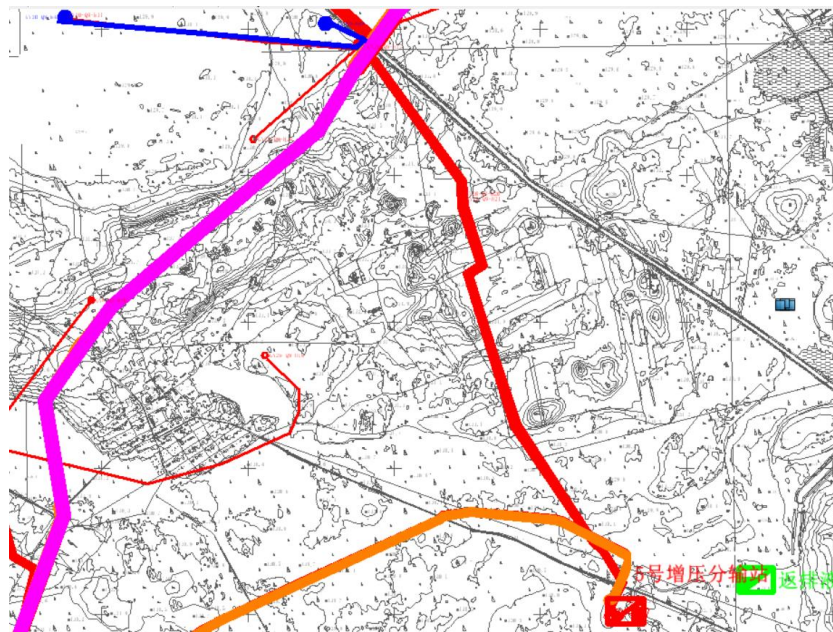


图 3.3-10 零散井部分零散井 5 号增压分输站集油系统示意图

古页 1 井区部分新建天然气集输干线 4.71km（古页 2202H-Q9 集气干线复线 $\Phi 168 \times 5$ —2.7km、古 1-5#中心井场集气干线 $\Phi 219 \times 6$ —2.01km）；古页 18 井区部分新建天然气集输干线 5.31km（古页 1-3#中心井场集气干线复线 $\Phi 114 \times 4.5$ —5.31km）；零散井部分新建天然气集输干线 4.71km（1-1#-1-2#中心井场集气干线复线 $\Phi 168 \times 5$ —2.73.8km、1-2#-中心站集气干线复线 $\Phi 219 \times 6$ —6.8km）。压力均为 1.6MPa，材质为无缝钢管。

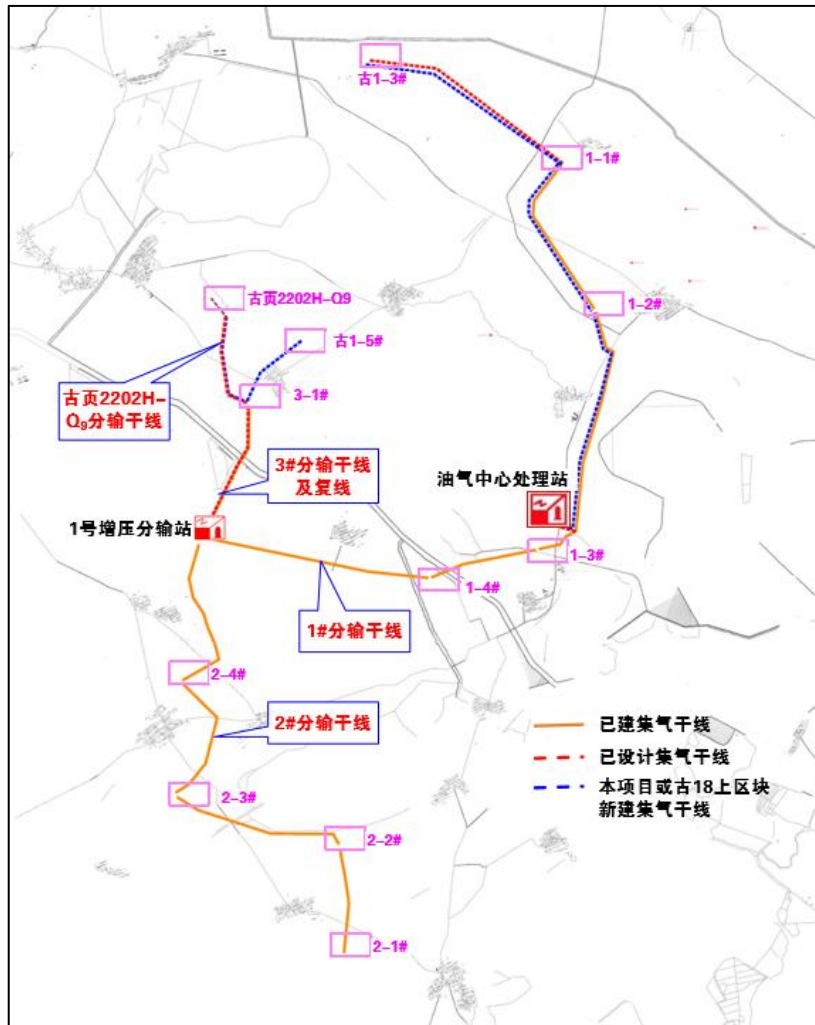


图 3.3-11 (1) 本项目涉及集输干线走向示意图

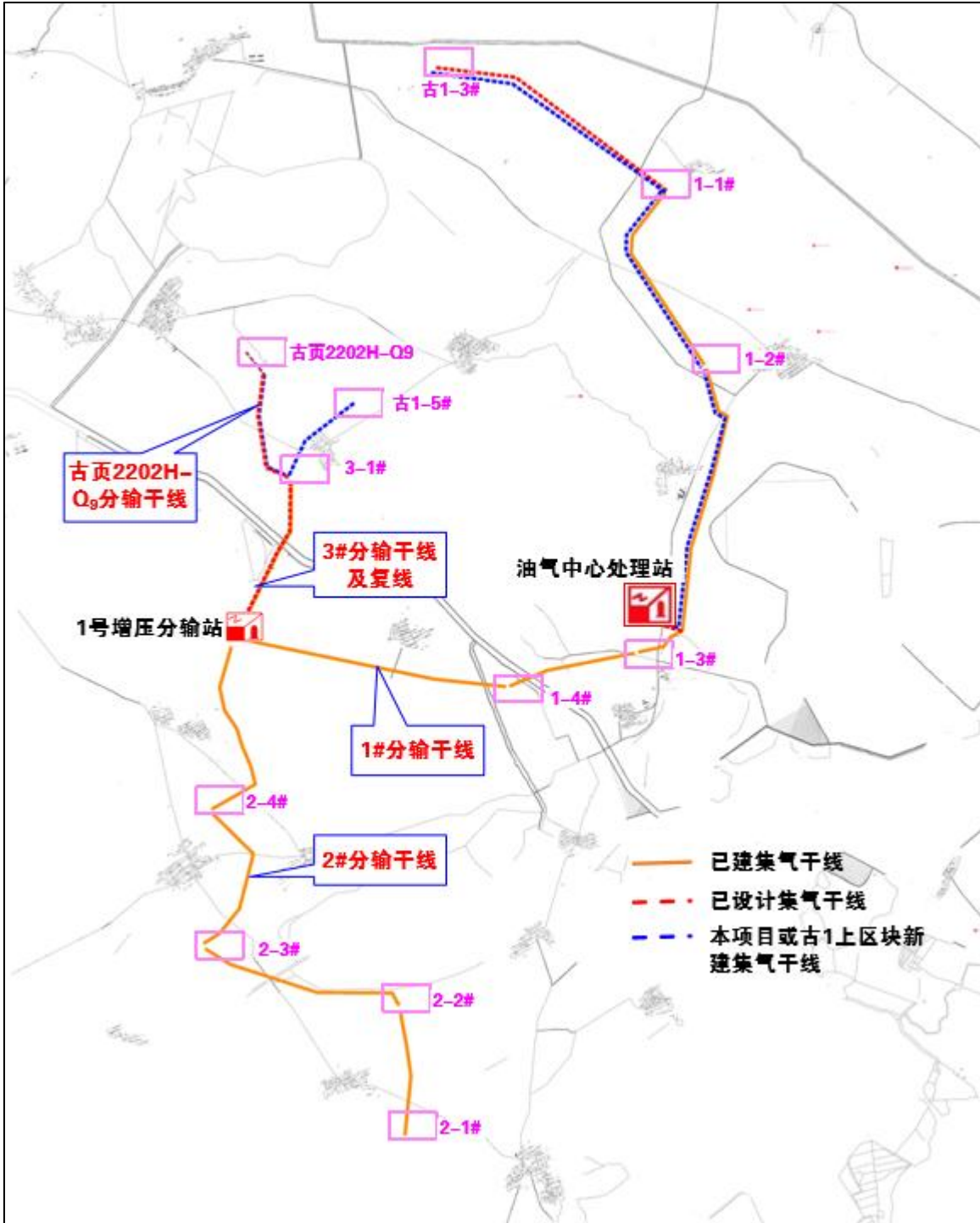


图 3.3-11 (2) 本项目涉及集输干线走向示意图

(3) 中心站低压气增压系统扩建工程

经能力核实，中心站低压气增压系统能力不足，欠缺能力 $18.13 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。考虑目前 2 台低压气压缩机所在厂房仅预留 1 台压缩机位置，本次考虑扩建 1 台 $16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模压缩机，压缩机类型与已建 2 台一致为电驱螺杆压缩机。同时配套新建压缩机入口分离器 1 台，与已建分离器并排布置。扩建后，低压气增压系统总处理能力达到 $28 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最高运行负荷 107.6%，满足生产需求。

油气集输工程主要工程量见表 3.3-1 和表 3.3-2。

表 3.3-1 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
古页 1 井区			
一	新建油井	口	12
二	集油管道	km	7.35
1	集油支线	km	6.75
1.1	集油管道 $\Phi 76 \times 4.5$ 2.5MPa -深埋管顶 2.0m (支线)	km	3.70
1.2	集油管道 $\Phi 89 \times 4.5$ 2.5MPa -深埋管顶 2.0m (支线)	km	3.05
2	单井集油管道 DN65	km	0.6
三	井场配套设施		
1	井口电加热器	台	12
2	三相分离器 $\Phi 2.6 \times 7.8-2.5$	座	1
3	加药橇-破乳剂加药装置橇	座	1
4	油气计量分离器 $\Phi 1.0 \times 4.34$ 2.5MPa	座	6
5	轮换计量阀组橇-4 井式 (带电动阀, 8 个)	座	6
6	中心井场来油阀组橇	座	2
古页 18 井区			
一	新建油井	口	32
二	集油管道	km	34.3
1	集油支线	km	23.90
1.1	集油管道 $\Phi 114 \times 4.5$ 2.5MPa -深埋管顶 2.0m	km	7.61
1.2	集油管道 $\Phi 89 \times 4.5$ 2.5MPa -深埋管顶 2.0m	km	4.68

序号	主要工程内容	单位	数量
1.3	集油管道Φ76×4.5 2.5MPa-深埋管顶 2.0m	km	4.67
1.4	集油管道Φ114×4.5 2.5MPa	km	2.25
1.5	集油管道Φ89×4.5 2.5MPa	km	1.49
1.6	集油管道Φ76×4.5 2.5MPa	km	3.20
2	集油干线	km	10.4
2.1	集油管道Φ114×5 2.5MPa	km	10.4
3	单井集油管道 DN65	km	0.6
三	井场配套设施		
1	井口电加热器 30kW	台	12
2	干线电加热器 80kW	台	6
3	4 井式选井阀组橇	台	5
4	中心井场来油阀组橇	台	2
5	两相油气计量分离橇Φ1.0×4.3-2.5	座	5
零散井			
一	新建油井	口	12
二	集油管道	km	12.26
1	集油干线	km	3.8
(1)	1-1#到 1-2#集油干线副线 DN100	km	3.8
2	单井集油管道	km	8.46
(1)	集油管道 DN80-深埋管顶 2.0m	km	2.39
(2)	集油管道 DN65-深埋管顶 2.0m	km	6.07
三	井场配套设施		
1	井口电加热器	台	12
2	两相油气计量分离橇Φ1.0×4.3-2.5	座	2
3	4 井式选井阀组橇	台	2

表 3.3-2 天然气集输工程主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
古页 1 井区			
一	古页 2202H-Q ₉ 集气干线复线		
1	20#无缝钢管Φ168×5 PN1.6MPa	km	2.7
2	绝缘接头 DN150 PN1.6MPa	个	2

序号	主要工程量	单位	数量
3	收、发球装置 DN250/DN150 PN16	套	1
4	甲醇加注装置	套	1
二	古 1-5#中心井场集气干线		
1	20#无缝钢管Φ219×6 PN1.6MPa	km	2.01
2	绝缘接头 DN200 PN1.6MPa	个	2
3	收、发球装置 DN300/DN200 PN16	套	1
4	甲醇加注装置	套	1
古页 18 井区			
一	古页 1-3#中心井场集气干线复线（与油管道同沟）		
1	20#无缝钢管Φ114×4.5 PN1.6MPa	km	5.31
2	绝缘接头 DN100 PN1.6MPa	个	2
3	收、发球装置 DN200/DN100 PN16	套	1
零散井			
一	1-1#-1-2#中心井场集气干线复线（与油管道同沟）		
1	20#无缝钢管Φ168×5 PN1.6MPa	km	3.8
2	绝缘接头 DN150 PN1.6MPa	个	2
3	收、发球装置 DN250/DN150 PN16	套	1
二	1-2#-中心站集气干线复线		
1	20#无缝钢管Φ219×6 PN1.6MPa	km	6.8
2	绝缘接头 DN200 PN1.6MPa	个	2
3	收、发球装置 DN300/DN200 PN16	套	1
4	甲醇加注装置	套	1
三	中心站低压气增压系统扩建		
1	低压气压缩机入口分离器 Φ2000×7070 卧式 P 设=0.6MPa	座	1
2	低压气压缩机 螺杆压缩机 Q=16×10 ⁴ m ³ /d P 入=0.2MPa P 出=1.3MPa P=1000kW	个	1

3.3.1.2 废水处理工程

本次产能开发 36 口油井，采出水在 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 10000m³/d，最高负荷率 83.4%，能够满足新增产能需求。

3.3.1.3 供配电工程

古页 1 井区部分新钻水平井 12 口，新建 10kV 柱上变电器及井口变电站共 12 座、井口动力配电柜 5 面、10kV 供电线路 7.7km、井场低压电缆线路 5.4km；新建无功补偿装置 6 套；

古页 18 井区部分新钻水平井 12 口，新建 10 千伏柱上变电器及井口变电站共 16 座、井口动力配电柜 5 面、10 千伏供电线路 5.5km、井场低压电缆线路 5.6km、无功补偿装置 6 套；

零散补充井部分新钻水平井 12 口，新建变电站 10 千伏出线 1 回、10 千伏井口变电站 10 座、井口动力配电柜 6 面、10 千伏供电线路 3.2km、高压无功补偿装置 2 套。

供配电主要工程量见表 3.3-3。

表 3.3-3 供配电主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
古页 1 井区			
一	井场配电		
1	新建 10kV 变电站	座	12
2	新建 10kV 线路	km	7.7
3	新建 10kV 线路无功补偿装置	套	6
4	井口动力配电柜	面	5
5	新建动力配电箱	面	10
	新建低压电力电缆	km	5.4
二	通信及自控专业配电		
1	低压电缆 YJLV22-0.6/1 3×4	km	0.6
2	UPS 电源 18kVA AC (后备时间 1h)	套	1
古页 18 井区			
一	井场配电		
1	新建 10kV 变电站	座	16
2	新建 10kV 线路	km	5.5
3	新建 10kV 线路无功补偿装置	套	6
4	井口动力配电柜	面	5
5	新建动力配电箱	面	14
6	新建低压电力电缆	km	5.6

序号	工程内容	单位	数量
7	低压电缆 YJLV22-0.6/1 3×4	km	0.6
零散井			
一	井场配电		
1	新建 10kV 变电站	座	10
2	新建 10kV 线路	km	3.2
3	新建 10kV 线路无功补偿装置	套	2
4	井口动力配电柜	面	6
5	井口动力配电箱	面	12
6	新建低压电力电缆	km	3.1

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。古页 1 井区部分新建进井通道 10.1km、通井土路 0.7km、进井通道 9.4km。古页 18 井区部分新建进井通道 8.5km，通井土路 3.5km。零散补充井部分新建 4m 宽土路 4.4km 和 3.5m 宽进井通道 3.5km。

道路工程主要工程量见表 3.3-4。

表 3.3-4 道路工程量汇总表

道路名称	长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
		路基	路面	
古页 1 井区				
进井通道	9.4	3.5	--	土路
通井土路	0.7	4.0	--	土路
长度合计	10.1			
古页 18 井区				
进井通道	8.5	3.5	--	土路
通井土路	3.5	4.0	--	土路
长度合计	12.0			
零散井				
进井通道	3.5	3.5	--	土路
通井土路	4.4	4.0	--	土路
长度合计	7.9			

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；本次对 1 号增压分输站所辖新增单井管道进行牺牲阳极阴极保护处理。中心处理站、2 号、3 号和 5 号增压分输站对已建集油干线及支线采取了外加电流区域阴极保护。阴极保护系统分别采用恒电位仪为 50V/30A，阳极地床为深井阳极地床。本次将中心处理站、2 号、3 号和 5 号增压分输站所辖新建单井管道并入已建阴极保护系统内。

3.3.1.6 数字化建设

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。

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 36 口，井场平面布置见图 3.3-12~3.3-13。

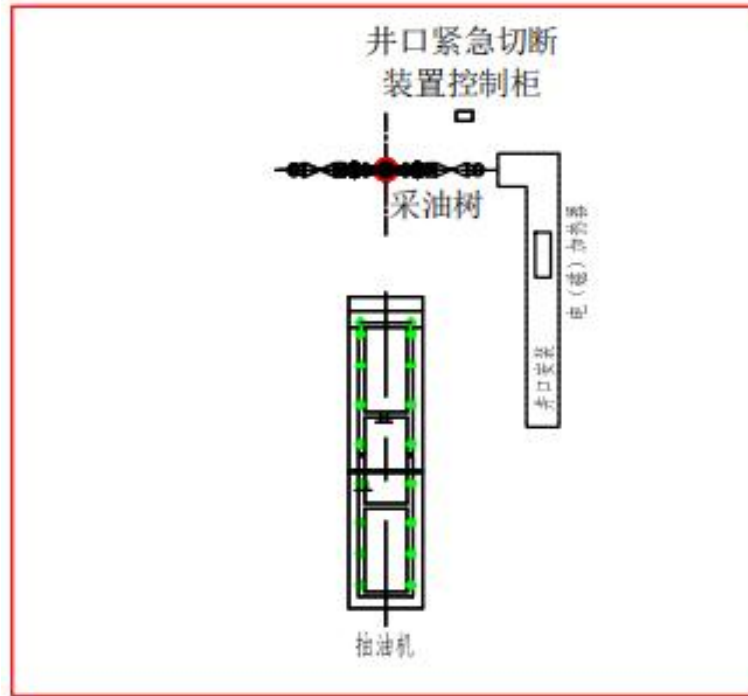
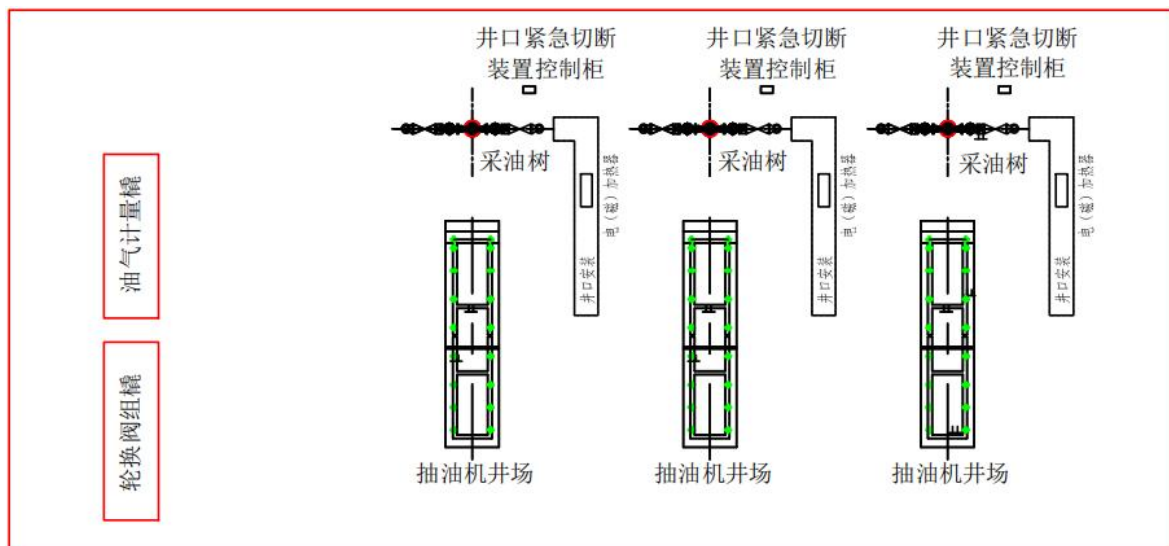


图 3.3-11 独立井场平面布置图



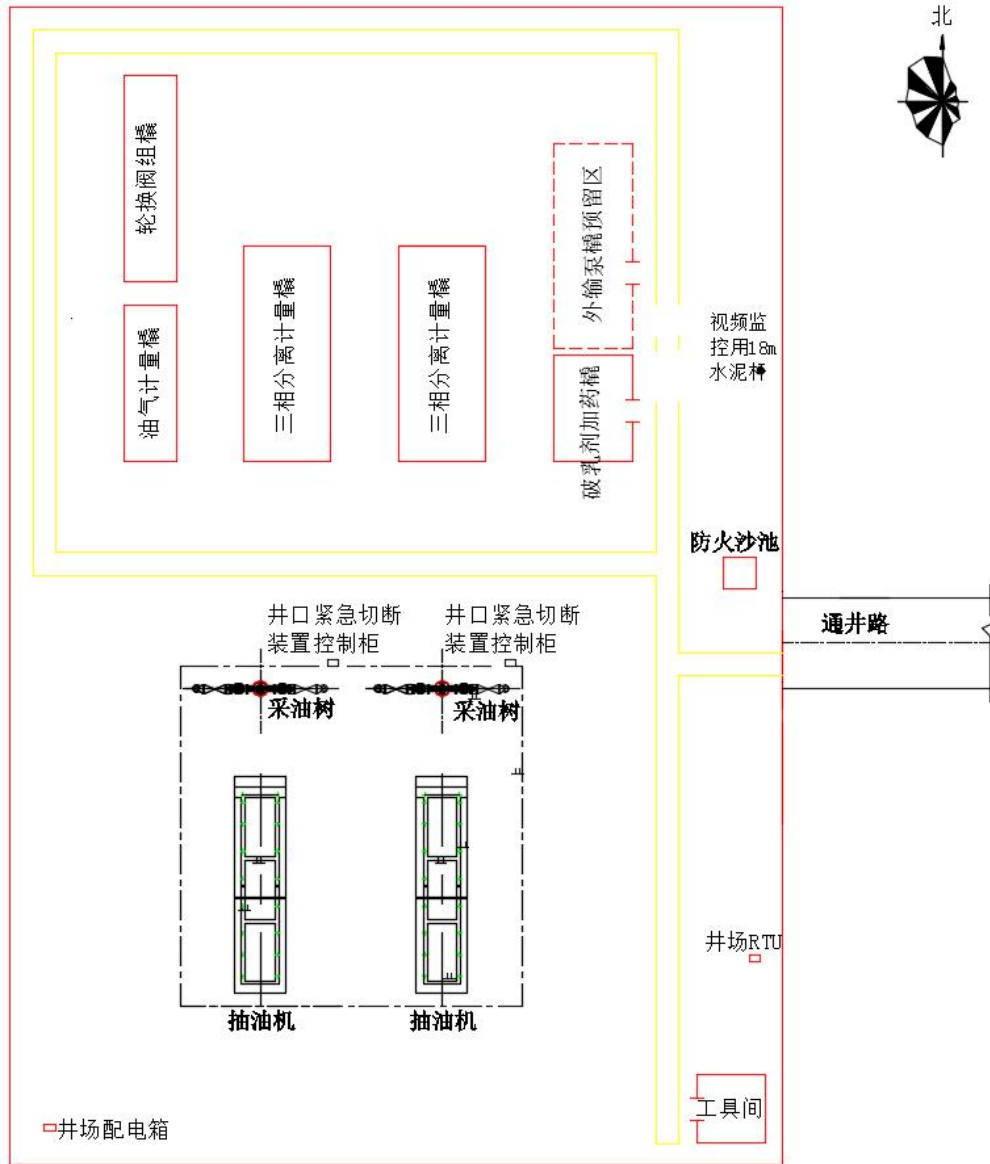


图 3.3-13 中心井井场平面布置图

3.3.2.2 工程占地情况

本工程占地主要为钻井期间井场的临时占地、完井后形成永久井场的永久占地、施工期管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。本工程总占地面积 108.022hm²，其中永久占地 14.362hm²（包括耕地 7.7995hm²，草地 6.5625hm²），临时占地 93.66hm²（包括耕地 53.2846hm²，草地 37.3313hm²，林地 3.0441hm²）。

(1) 井场

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《丛式井平台布置》（SYT5505-2006）附录 A、附录 C 的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，施工期钻井井场占地面积按单井井场施工占地面积为 $90\text{m} \times 100\text{m} = 9000\text{m}^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每新增一口井井场占地面积增加 1800m^2 。

油井单井永久占地面积为 $30\text{m} \times 40\text{m} = 1200\text{m}^2$ ，丛式井平台每增加一口井永久占地面积按增加 90m^2 计。占地类型为草地、耕地（含永久基本农田）。

井场占地面积 30.072hm^2 ，其中永久占地 3.432hm^2 （包括耕地 1.587hm^2 ，草地 1.845hm^2 ），临时占地 26.64hm^2 （包括耕地 12.24hm^2 ，草地 14.4hm^2 ）。

（2）线性工程

本项目新建集油支线 34.45km 、单井集油管道 9.66km 、新建集油干线复线 3.8km 。新建天然气集输干线 14.73km 。管道施工作业面宽度为 10m ，则临时占地为 67.02hm^2 （包括耕地 41.0446hm^2 ，草地 22.9313hm^2 ，林地 3.0441hm^2 ）。本工程定向钻施工及顶管施工作业均在管道临时占地范围内进行，不再进行占地计算。

通井路主要依托老井土路、乡村水泥路和井排路等。古页 1 井区部分新建进井通道 10.1km 、通井土路 0.7km 、进井通道 9.4km 。古页 18 井区部分新建进井通道 8.5km ，通井土路 3.5km 。零散补充井部分新建 4m 宽土路 4.4km 和 3.5m 宽进井通道 3.5km 。道路占地面积 10.93hm^2 ，均为永久占地（包括耕地 6.2125hm^2 ，草地 4.7175hm^2 ）。

具体占地情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 工程占地情况一览

建设项目	永久占地 (hm^2)		临时占地 (hm^2)		
	耕地	草地	耕地	草地	林地
井场	1.587	1.845	12.24	14.4	/

管道	/	/	41.0446	22.9313	3.0441
道路	6.2125	4.7175	/	/	/
小计	7.7995	6.5625	53.2846	37.3313	3.0441
合计	14.362		93.66		
总计	108.022				

3.3.2.3 土石方平衡

本项目土方工程主要包括部分井场垫土（垫高 0.3m）、放喷池（1座/井场，容量约 30m³）、施工便道开挖及回填（对施工便道临时占地内的 0.3m 高表土单独留存，待临时占地恢复时回填）。施工过程中实行分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，因此不产生弃土量。表土剥离堆存位置为井场临时占地范围内及道路施工临时占地范围内，回填过程中执行分层回填，减少施工对土壤环境造成的影响。本项目所需土方由施工单位外购，履行相关手续，建议采用泥饼、岩屑铺垫井场。本项目基本不涉及涉水作业。

本工程管道施工挖方（管沟深 2m，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；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 3.3-6。

表 3.3-6 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	井场	90216	91845	0	1629	0	施工场地范围内的表土堆场集中堆存，施工结束后覆土回填。井场垫高及施工便道垫高需要土方建议采用处理达标后的泥饼、岩屑
2	放喷池	840	840	0	0	0	
3	管道	1340400 (其中 201060 为表土)	1340400 (其中 201060 为表土)	0	0	0	管道一般开挖宽度为 2m，管道临时占地面积 670200m ² ，该部分土壤在施工结束后分层回填至原处，其填挖平衡
4	道路	32790 (表土)	65580	0	65580	32790 (剥离)	草地和耕地剥离表土 0.3m，挖方量为永久占地

		剥离)				表土用于绿化或土壤改良用土)	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 109300m ²
合计	1464246	1498665	0	67209	32790	/	

3.3.3 主要物料消耗

(1) 钻井液

根据 36 口钻井工程设计资料，二开平均单井水基钻井液设计用量 210m³、油基钻井液设计用量 747m³，则水基钻井液总用量为 7560m³，油基钻井液总用量为 26892m³。

表 3.3-7 典型二开单井钻井液材料用量

开钻次序	一开		二开	
井筒容积/m ³	311.2		215.9	
井段/m-m	0-1062		1062-5283	
井筒容积/m ³	107		247	
地面循环量/m ³	60		120	
钻井液损耗量/m ³	43		380	
钻井液总量/m ³	210		747	
钻井液体系	环保型水基钻井液体系		油包水钻井液体系	
钻井液材料名称和用量	材料名称	材料用量/t	材料名称	材料用量/t
	膨润土	14.7	柴油	672.3m ³
	Na ₂ CO ₃	1.1	主乳化剂	29.9
	包被剂	1.3	辅乳化剂	14.9
	降滤失剂	2.1	有机土	22.4
	XC	1.1	油包水降滤失剂	29.9
	降粘剂	0.8	封堵剂I型	11.2
	润滑剂	6.3	封堵剂II型	7.5
			CaCl ₂	29.9
			CaO	29.9
			润湿剂	3.7

			超细碳酸钙	22.4
--	--	--	-------	------

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本项目钻井一开采用膨润土浆钻井液体系，钻井液类型为膨润土浆，主要成分是清水、膨润土、 Na_2CO_3 等；二开时采用钾盐共聚物钻井液；最后阶段使用油包水钻井液体系，主要成分为柴油、水、油包水、超细碳酸钙等。钻井液配套使用重晶石作为加重剂。

(2) 射孔液

本项目新钻 36 口井全部需要射孔，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 100—120 m^3 ，本次射孔按最大使用量 120 m^3 /口计，则射孔液用量 4320 m^3 。射孔液在各井场现场配置。

(3) 压裂液

本项目新钻 36 口井全部需要进行压裂，压裂液合计用量 2.46 $\times 10^6\text{m}^3$ ，平均单井压裂液使用量为 68254 m^3 ；清水合计用量为 1.26 $\times 10^6\text{m}^3$ ，平均单井清水使用量为 34998 m^3 。压裂液在各井场现场配置，配置压裂液用清水全部采用现有工程经处理达标后的压裂返排液或采出水。现有工程压裂返排液和采出水经处理后，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ”限值要求，可以用于本项目压裂液配制。

(5) 柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t，本次钻井总进尺 157541m，经计算工程柴油消耗量为 3150.8t，平均单井柴油消耗量约 87.5t。项目各井场内均设置 1 座柴油罐，有效容积 40 m^3 /个，单个柴油罐正常储量为 25t，单井钻井期间罐内需补充柴油 3~4 次，所设柴油罐可以满足柴油使用需要。

(6) 固井水泥

根据固井用量设计数据表，本项目单井固井水泥用量为 120t，则本项目固井水泥用量为 4320t。单井固井水泥外加剂用量为 35.06t，则本项

目固井水泥外加剂用量为 1262.16t，主要成分为分散剂、石英砂、膨胀剂、降失水剂。

(7) 其他

井场罐区需设置围堰，需使用土石材料。为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井废水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程中在钻井平台及周边区域铺设防渗布，根据长期施工经验数据，平均单井钻井平台区域需铺设面积约 50m²、平均每座井场需铺设面积约 600m²，重量以 500g/m² 计，本项目共有 36 口井、28 座井场，故共需使用废防渗布 9.3t。

(8) 生活用水

根据《用水定额》（DB23/T727-2025），建设总人数为 100 人，施工期约 365d，生活用水量为 80L/人·d，经计算生活用水量为 2920m³⁰。

(9) 管线试压用水

古页 1 井区部分新建集油支线 6.75km（Φ76×4.5—3.70km、Φ89×4.5—3.05km）、单井集油管道 0.6km（DN65）、新建天然气集输干线 4.71km（古页 2202H-Q9 集气干线复线Φ168×5—2.7km、古 1-5#中心井场集气干线Φ219×6—2.01km）；古页 18 井区部分新建集油支线 23.90km（Φ76×4.5—4.67km、Φ89×4.5—4.68km、Φ114×4.5—7.61km）、干线复线 10.4km（Φ76×4.5—3.20km、Φ89×4.5—1.49km、Φ114×4.5—2.25km）、单井集油管道 0.6km（DN65）、新建天然气集输干线 5.31km（古页 1-3#中心井场集气干线复线Φ114×4.5—5.31km）；零散补充井部分新建集油干线复线 3.8km（DN100），配套建设单井集油管道 8.46km（DN80—2.39km、DN65—6.07km）、新建天然气集输干线 4.71km（1-1#-1-2#中心井场集气干线复线Φ168×5—2.73.8km、1-2#-中心站集气干线复线Φ219×6—6.8km）。

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，1-2#—中心站集气干线为φ219×6mm，长度

6.8km，经计算所需试压用水量为 228.7m³。

3.3.4 施工方案

3.3.4.1 钻井施工

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程以及配套道路施工等。

(1) 钻前工程

钻前准备工作中，首先要进行平整井场，准备施工过程、钻井过程所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。此过程的污染工序主要是重型车辆沿途产生的噪声和扬尘，重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘。

(2) 钻井工程

钻井工艺主要包括：钻进、录井、测井、固井和完井。钻井过程中产生的污染物主要有施工扬尘、车辆设备尾气、柴油机废气、钻井废水、压裂返排液、生活污水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋、生活垃圾等。

(3) 储层改造工程

储层改造工程一般在采油井投产前进行。本项目施工期的储层改造工程主要为射孔压裂作业和试油。本项目 36 口钻井均涉及压裂作业，采用压裂车压裂的方式，不涉及酸化作业。试油过程中地层流体经地面气液分离器装置分离后，采出液直接装入罐车外运至现有工程各增压分输站进行处理，伴生天然气通过放空管燃烧。

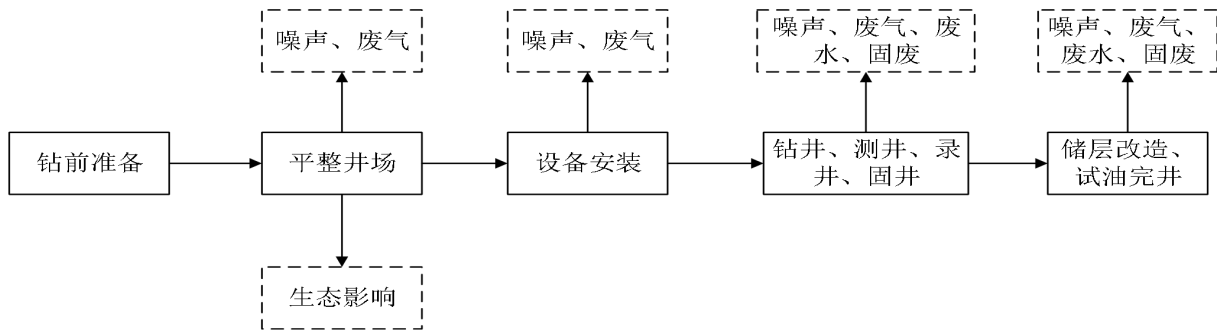


图 3.3-14 钻井施工工艺及产污环节示意图

3.3.4.2 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 3.3-15。

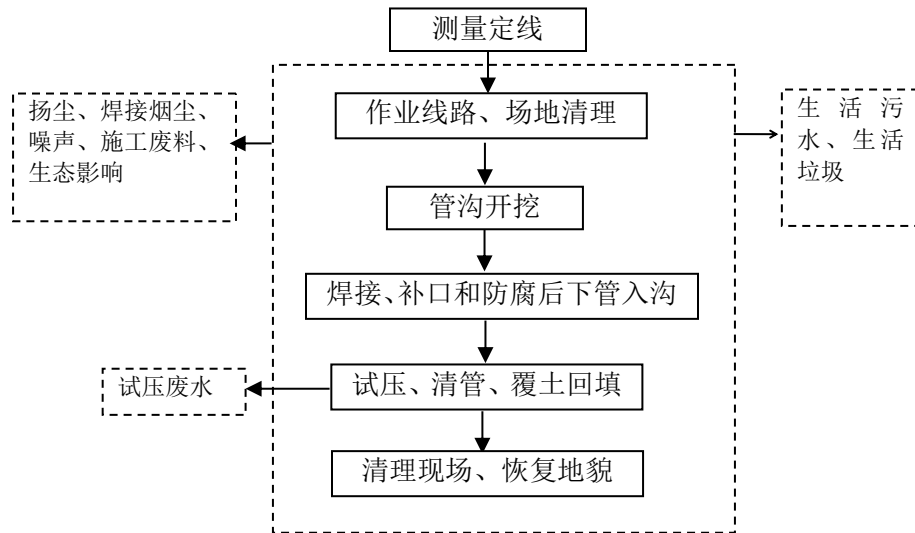


图 3.3-15 管线施工工艺及产污环节示意图

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 3.3-16。

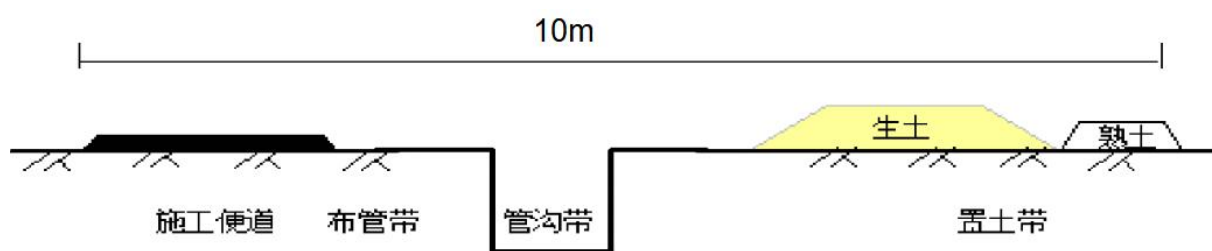


图 3.3-16 管道施工平面布置图

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，将试压废水洒水抑尘。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。

3.3.4.3 穿跨越施工

本工程需要穿越道路共 13 处，采用钢顶穿越。穿越水渠 2 处，采用定向钻穿越。

(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 3.3-17。

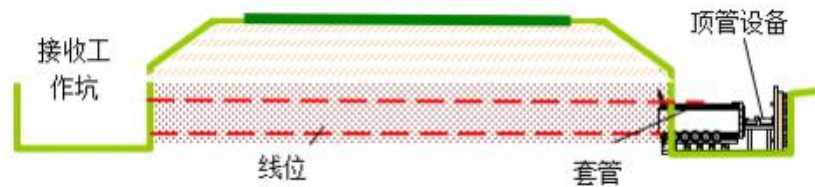


图 3.3-17 顶管作业施工示意图

(2) 定向钻施工

本工程定向钻穿越 2 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 3.3-18。

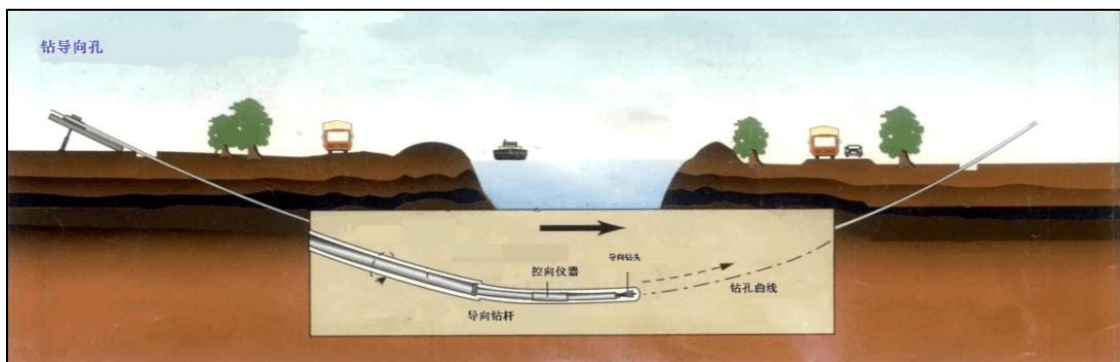


图 3.3-18 定向钻工作业示意图

3.3.4.4 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。

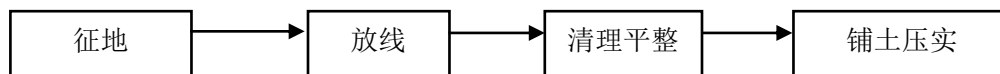


图 3.3-19 通井土路施工示意图

3.3.4.5 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。

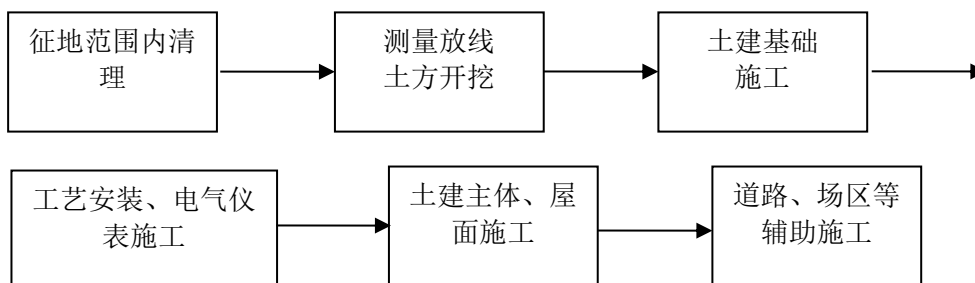


图 3.3-20 建筑工程施工示意图

3.3.4.6 表土剥离方案

井场、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在合理经济运距范围内，由建设单位按需组织利用，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

建设内容包括钻井、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、施工扬尘、施工机械及车辆废气、柴油机排放的废气、试油放空以及应急放喷废气、噪声、钻井废水、压裂返排液、管道试压废水、生活污水、钻井固废（油基钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆、废射孔液）、落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋、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。

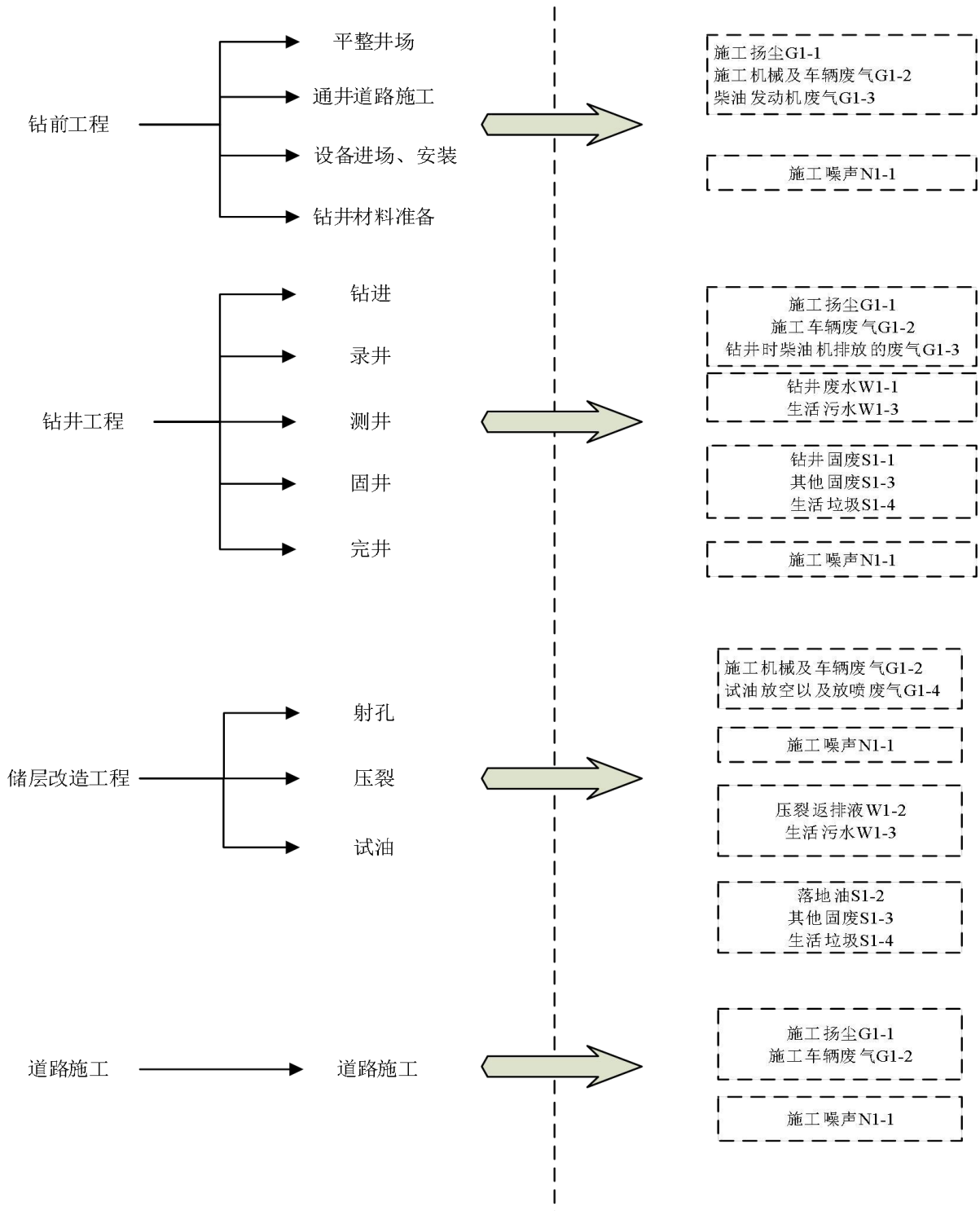


图 3.3-21 施工期产污环节示意图

(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，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。本工程新建 36 口油井产液管输至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。

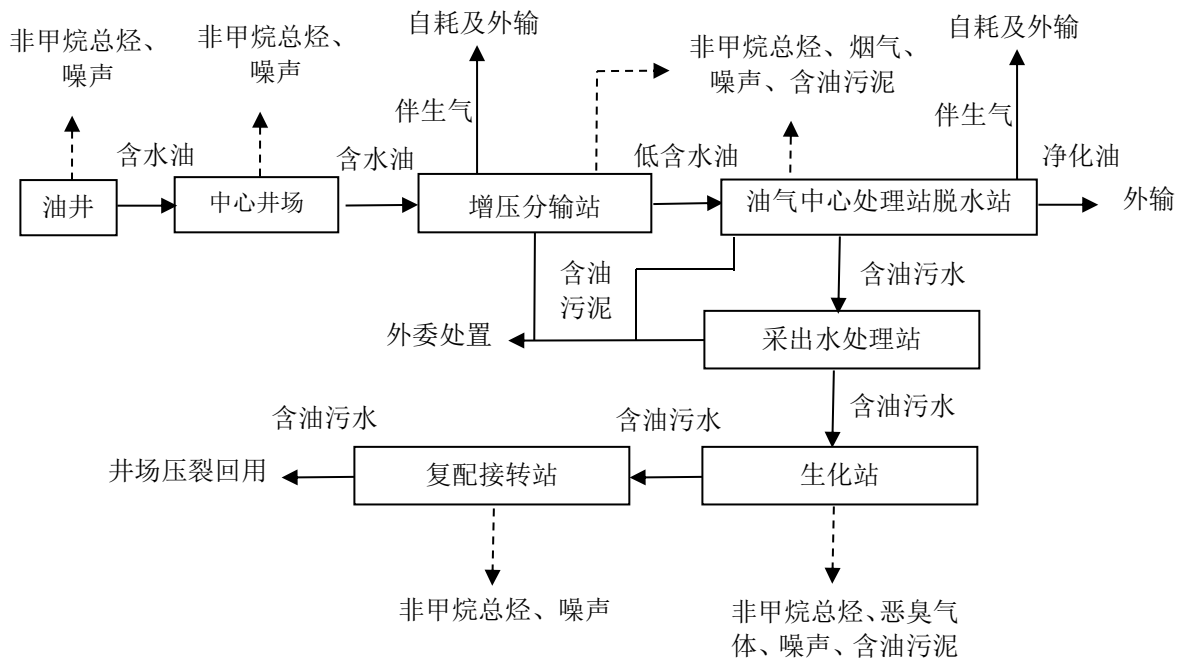


图 3.3-22 原油集输系统工艺流程及产污示意图

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。

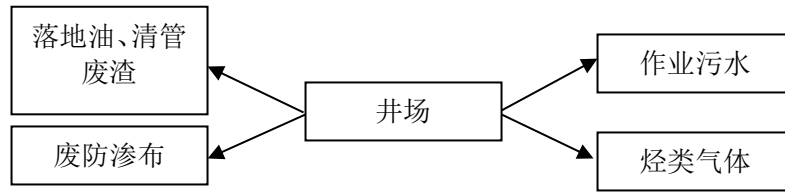


图 3.3-23 非正常工况产污环节示意图

(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。

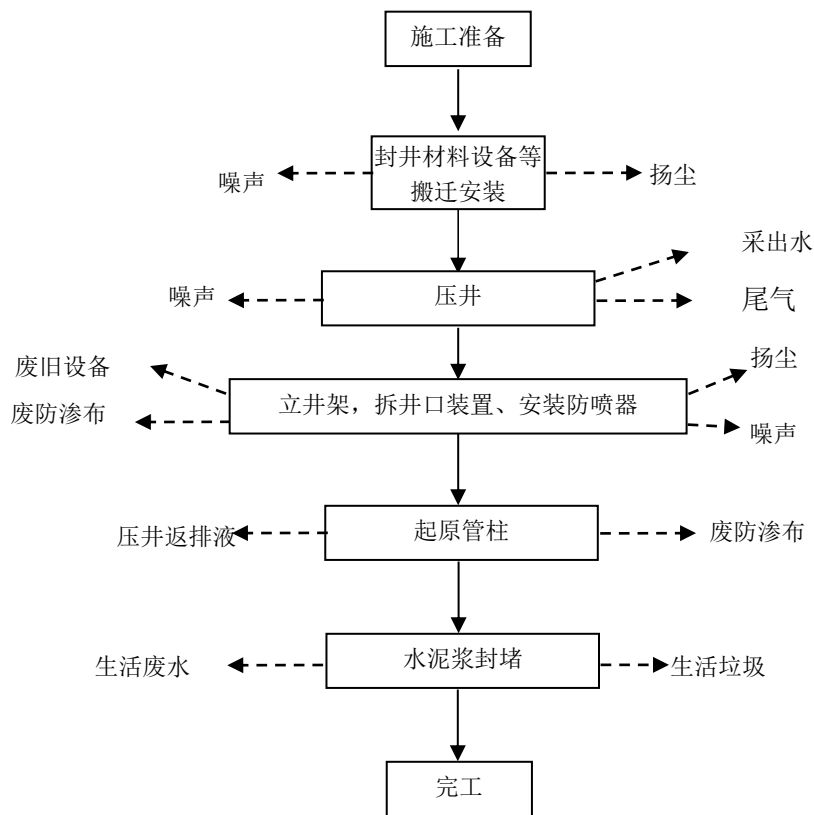


图 3.3-24 井场退役期工艺流程及产污环节示意图

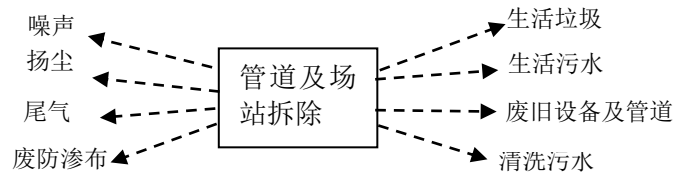


图 3.3-25 场站和管道退役期工艺流程及产污环节示意图

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	钻井工程	扬尘、施工机械及车辆废气、柴油机排放的废气、试油放空以及应急放喷废气、噪声、钻井废水、压裂返排液、管道试压废水、生活污水、钻井固废（油基钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆、废射孔液）、落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋和生活垃圾等污染物
	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、甲醇、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、焊接烟尘、钻井时柴油机排放的废气、试油放空以及应急放喷废气。

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，而且呈线型污染，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 62.24km，焊条（丝）用量约为 049t，则焊接烟尘（主要为金属氧化物）产生量为 0.007t。

3) 车辆排放的尾气

拟建工程施工期间，设备材料及钻井机械运输需要较多车辆，初步估算各类运输车辆每天约 100 辆·次/d，车辆排放的尾气会对周围大气环境造成一定影响。根据建设单位提供的资料，单车日耗油量约 11.52kg（其中 70% 为柴油、30% 为汽油），则单车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x0.034kg。

4) 柴油机燃烧烟气

本项目钻井期间使用柴油机驱动，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t，本次钻井总进尺 157541m，经计算本项目钻井过程中柴油总消耗量为 3150.8t。柴油发电机运转时产生燃烧烟气，烟气量按每公斤柴油产生 12m³ 计，则烟气量为 3781 万 m³，主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物。根据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》中计算参数可知，柴油发电机运行污染物排放系数

为：SO₂4g/L、NO_x2.56g/L、颗粒物 0.7146g/L。1 吨柴油体积为 1162L，满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准限值。柴油机污染物排放情况如下。

表 3.3-14 柴油机燃烧废气及污染物排放表

柴油耗量 (t)	柴油体积 (L)	烟气量 (10 ⁴ m ³)	排放量 (t)			排放浓度 (mg/m ³)		
			颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x
3150.8	3.66×10 ⁷	3781	0.15	0.09	0.03	69.2	387.3	247.9

5) 水泥拌合粉尘

本项目固井水泥使用袋装水泥，贮存过程中基本没有粉尘产生。水泥及外加剂加水拌合过程中会产生一定的粉尘，主要为水泥添加和物料搅拌产生。在拌合机进料口自带有粉尘拦挡罩，同时，对施工人员在添加水泥过程做出要求，减少生产性粉尘的产生、逸散。通过采取上述措施后，水泥拌合粉尘排放量很小，以无组织形式排放。

6) 试油放空以及应急放喷废气

试油过程中地层流体经地面气液分离器装置分离后，采出液直接装入罐车，伴生天然气通过放空管燃烧，一般属短期排放，排放量较少。根据开发方案预测，单井最大放空气量为 6065m³/d，试油时间平均为 3d，合计 36 口井的放空气量为 6.55×10⁵m³。钻井进入含油层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即应急放喷时间短，属临时应急排放，排放量较少。试油放空以及应急放喷废气经放空管燃烧后无组织排放，污染物排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中有组织及企业边界污染物排放控制要求。

7) 温室气体

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》“要求石油天然气生产企业同时核算 CO₂ 和 CH₄ 两种温室气体”。

本次评价重点核算 CO₂ 和 CH₄ 两种温室气体。施工期产生的温室气体主要为放空管燃烧产生的 CO₂ 和 CH₄，采用指南中规定的核算方案进行核算。

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种。由于目前项目处于环评阶段，事故状态不具备预见性，故本项目仅核算正常工况下的温室气体排放量。考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放应同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：E_{co2_火炬} 火炬燃烧产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{co2_正常火炬} 为正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{co2_事故火炬} 为由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂，本项目不考虑事故火炬；

E_{CH4_正常火炬} 为正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

E_{CH4_事故火炬} 为事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄。

①正常工况火炬温室气体排放计算公式：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

上式中：i 为火炬系统序号；

Q 正常火炬为正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³，本项目单井最大放空气量为 6050m³/d，试油排气时间平均为 3d，合计 36 口井的放空气量为 65.5 万 m³；

CC_{非co2} 为火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单

位为吨碳/万 Nm³； 本项目为 2.4 吨碳/万 Nm³；

OF 为第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98； 本项目取 0.98；

V_{CO₂} 为火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1，如火炬气中 CO₂ 的体积浓度为 2%，则 V_{CO₂} 取 0.02； 本项目取 0.068；

V_{CH₄} 为火炬气中 CH₄ 的体积浓度； 44/12 为碳与二氧化碳转换系数；

19.7 为 CO₂ 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm³；

7.17 为 CH₄ 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm³。

经过计算可知，E_{co₂_正常火炬} 为 1750.87 吨，E_{CH₄_正常火炬} 为 5.98 吨，E_{GHG_火炬} 1876.45 吨。

注：CC_{非co₂} 为火炬气中除 CO₂ 外的其它含碳化合物的含碳量。

$$CC_{\text{非}CO_2} = \sum_n \left(\frac{12 \times V_n \times CN_n \times 10}{22.4} \right)$$

式中：n 为火炬气的各种气体组分，CO₂ 除外；

CC_{非co₂} 为火炬气中除 CO₂ 外的其它含碳化合物的含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

V_n 为火炬气中除 CO₂ 外的第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）的体积浓度，取值范围 0~1，如某含碳化合物的体积浓度为 90%，则 V_n 取 0.9；

CN_n 为火炬气中第 n 种含碳化合物（包括一氧化碳）化学分子式中的碳原子数目。

经过计算可知，CC_{非co₂} 为 2.4 吨碳/万 Nm³。

（2）废水

1) 水基钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，根据

大庆油田历年钻井经验，每钻进 1000m 平均产生钻井废水 20m³，本项目钻井井深共计 157541m，本项目钻井废水产生量为 3150.8m³。水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，泥浆不落地系统分离出的上层液体循环利用，用于配置钻井泥浆，无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置。水基钻井废水与水基钻井泥浆、水基钻井岩屑一并由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，产生的污水通过罐车拉运至龙一联污水处理站处理，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）标准限值要求后，回注油层。

2) 压裂返排液

本项目试油阶段需进行压裂作业以提高产量，进行压裂作业过程中将产生压裂返排液。查阅《油气田环境保护》期刊发布的“页岩气采出水处理及回用现状分析”，论文中明确“目前，滑溜水体系的体积压裂技术和长井段水平井技术是页岩气开采现场应用最为广泛的技术。在压裂返排液返排阶段具有出水量大、含盐量较低、悬浮物量大的特点，但是持续周期较短，一般为 1~2 周，返排水量为 10%~30%返排液量”。根据压裂施工设计方案，区块油藏开发经验并与压裂单位核实，本项目所在区块压裂返排液占比平均值约为 10%，平均单井压裂液使用量为 68524m³，故压裂返排液产生量约 6852.4m³/井。本项目根据区块油藏情况，基建油井中 36 口新钻井需进行压裂，共计产生压裂返排液最大为 246686.4m³，产生的压裂返排液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。因本项目采用射孔器进行射孔，边射孔边压裂，压裂返排液暂存于井场污水暂存罐内，定期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。根据本项目所在区块现有压裂返排液处理站主要为哈 19 水处理站和大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理。根据哈 19 水处理站的进水水质监测结果，压裂返排液中悬浮固体含量产生浓度为 154mg/L，含油量产生浓度为 1270mg/L。大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理进水水质及原有一

级处理尾水水质监测结果见下表。

大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理即“黑龙江省大庆市页岩油压裂返排液处理（杜蒙段）项目”，建设运营单位为大庆风瀚环保科技有限公司，处理能力为 15000m³/d。处理工艺采用两级处理，其中一级处理包括“调节池+隔油除砂+絮凝沉淀+两级气浮除油”；二级处理包括“水解酸化池+AO 生化池+二沉池”。本项目产生的压裂返排液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后出水水质满足《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”限值要求，用于复配压循环使用，不外排。

3) 试压废水

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，1-2#—中心站集气干线为φ219×6mm，长度 6.8km，经计算所需试压用水量为 228.7m³。试压废水按用水量的 95%计算，则试压废水产生量为 217.3m³。该废水中主要含铁锈、泥屑，用于施工场地洒水抑尘，不外排。

4) 生活污水

根据《用水定额》（DB23/T727-2025），建设总人数为 100 人，施工期约 365d，生活用水量为 80L/人·d，经计算生活用水量为 2920m³。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 2336m³。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 3.3-15。

表 3.3-15 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	水基钻井废水	3150.8	SS、石油类	水基钻井废水与水基钻井泥浆、水基钻井岩屑一并由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，产生的污水通过罐车拉运至龙一联污水处理站处理

2	压裂返排水	246686.4	SS、石油类	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
3	试压废水	217.3	SS	洒水抑尘
4	生活污水	2336	BOD ₅ 、COD、NH ₃ -N、SS	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

(3) 固体废弃物

1) 废弃钻井泥浆、油基钻井废水

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。

本项目钻井过程中采用水基钻井液体系和油包水钻井液体系。其中水基钻井液体系基本为无毒性泥浆，已广泛应用于油田开发企业，根据《危险废物排除管理清单（2021年版）》，废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物，本项目不使用聚磺体系泥浆，因此石油开采过程中的废弃水基钻井泥浆属于一般工业固体废弃物。

根据表 3.3-7 钻井液材料用量设计表可知，本项目二开单井水基钻井液使用量为 210m³，损耗量为 43m³，废弃量为 167m³；油基钻井液使用量为 747m³，损耗量为 380m³，废弃量为 367m³。本项目计划新钻油井共计 36 口，本项目钻井液用量及废弃量情况计算见下表。

表 3.3-16 施工期钻井泥浆产生情况 单位：m³

井身结构	类型	水基钻井液	油基钻井液
二开	单井用量	210	747
	单井消耗量	43	380
	单井废弃量	167	367
	井数	36	36
	废弃总量	6012	13212

由上表计算结果可知，则钻井泥浆产生总量约为 19224m³，其中水基钻井泥浆产生总量为 6012m³，油基钻井废水、油基钻井泥浆产生总量为 13212m³。钻井作业过程中，钻井泥浆循环利用，根据已建井场类比调查，通过重复利用，泥浆的回收率可达到 95%以上，最大限度地减少了废弃泥浆的产生量。按照 95%回收率计算，则本项目废弃钻井泥浆产生总量约

961.2m³, 合计 1105.4t(泥浆密度为 1.15t/m³), 其中废弃水基钻井泥浆 345.7t, 废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆 759.7t。

2) 钻井岩屑

钻井过程中, 岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑, 其中部分岩屑混进泥浆中, 剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口, 完井后与废钻井液一起处理。钻井岩屑的产生量按单井 1000m 进尺岩屑产生量最大约为 24m³, 本次钻井水基泥浆钻进进尺 38232m, 油基泥浆钻进进尺 119309m, 则可计算出水基钻井岩屑的产生总量约 917.6m³, 岩屑密度为 2.8t/m³, 则水基钻井岩屑产生量为 2569.2t。油基岩屑的产生总量约 2863.4m³, 岩屑密度为 2.8t/m³, 则油基钻井岩屑产生量为 8017.6t。

废弃水基泥浆和水基岩屑属于一般工业固体废物, 按照《固体废物分类与代码目录》, 水基钻井液钻井过程中产生的废弃水基泥浆和水基岩屑一般固体废物代码为 071-001-S12, 由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理, 泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用。废弃油基钻井废水、油基泥浆和油基岩屑属于危险废物, 废物类别及代码是 HW08/071-002-08, 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, 产生的泥渣满足《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。

3) 废射孔液

本项目新钻 36 口井全部需要射孔, 射孔作业过程中产生废射孔液。通过大庆油多年钻井统计数据, 单井废射孔液最大产生量约 36m³, 本项目 36 口井共计产生废射孔液 1296m³。

废射孔液属于危险废物, 对照《国家危险废物名录(2025年版)》中相应分类, 其废物类别为 HW08, 危险废物代码为 071-002-08。废射孔液与废弃油基泥浆、油基岩屑共同进入含油泥浆收集罐, 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。

4) 落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油, 属于危险废物, 估算每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t, 本项目新建油井 36

口，共产生落地油 0.72t。落地油属于危险废物，废物类别及代码为 HW08/071-001-08。

井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗土工膜，将作业过程中产生的落地油全部收集到乘装危险废物的专用铁桶内，收集后暂存于井场危险废物贮存点，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。

5) 废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井废水等污染地面而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程中在钻井平台区域铺设防渗布，根据长期施工经验数据，本项目单井钻井使用面积为井架下方，占地面积约 50m²，重量以 500g/m² 计，废弃防渗布平均单井产量 0.025t，本项目新钻 36 口井，故共产生废防渗布 0.9t。

由于本项目使用有油基钻井液，该部分防渗布容易沾染油基钻井液、油基泥浆、废油等，作为含油废防渗布，属于危险废物，废物类别及代码为 HW08/900-249-08，收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目钻井期井场其他需防渗区域也需铺设防渗布，这部分防渗布不易沾染油基钻井液、油基泥浆、废油等，作为非含油废防渗布，平均每座井场铺设面积约为 600m²，重量以 500g/m² 计，本项目共有井场 36 座，故共产生非含油废防渗布 10.8t，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》，非含油废防渗布代码为 900-099-S59（其他工业生产过程中的固体废物），统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。

6) 废润滑油及其包装桶

钻机等设备需定期更换润滑油，根据经验，废润滑油及其包装桶产生量约 1.07t，属于危险废物，废物类别及代码为 HW08/900-249-08，收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

7) 废包装袋

现场一般废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃

包装袋，属于一般工业固体废物。单井废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目新钻 36 口油井，故膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装产生量约为 0.054t。根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部 2024 年第 4 号），废物代码为 900-099-S59（其他工业生产过程中产生的固体废物），统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。

8) 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 62.24km，因此，施工废料产生量约为 1.24t，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。

9) 生活垃圾

本工程建设期间施工人员为 100 人，施工期 365 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 18.25t，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 3.3-17。

表 3.3-17 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	危废代码/一般固废代码	去向	
1	废弃水基钻井泥浆	345.7t	一般工业固废	071-001-S12	由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理	
2	水基钻井岩屑	2569.2t		071-001-S12		
3	废射孔液	1296m ³	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	统一收集送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	
4	废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆	759.7t				
5	油基钻井岩屑	8017.6t		071-001-08		
6	落地油	0.72t				
7	含油废防渗布	0.9t		900-249-08		属于危险废物，暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危
8	废润滑油及其包装桶	1.07t		900-249-08		
9	非含油废防渗布	10.8t	一般工业固废	900-099-S59	天然气分公司工业固废填埋场	
10	一般废包装袋	0.054t		900-099-S59		
11	管道施工废料	1.24t		900-099-S12		

12	生活垃圾	18.25t	/	900-002-S61	杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场
----	------	--------	---	-------------	-------------------

(4) 噪声

施工期噪声主要产生于钻井施工及配套设施建设过程，主要噪声源包括施工机械车辆噪声、钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、压裂设备噪声等。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，油田开发期噪声影响较明显，流动声源亦较多。

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（HJ2034-2013）》，声源强度 80~95dB（A），具体排放情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 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	80~85/5	优先选用低噪声设备，加强对设备的维护和保养	钻井时期
2	推土机、轮式装载机	85~92/5		
3	运输车辆	75~80/5		
4	柴油发电机	85~105/5		
5	钻机	85~90/5		
6	泥浆泵	75~85/5		
7	震动筛	70~85/5		
8	压裂车组	85~90/5		
9	混砂车	85~90/5		
10	修井机	80~90/5		
11	水力泵	80~90/5		
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	地面建设期
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 运行期污染源源强核算

(1) 正常工况

1) 废气

①采油井场无组织废气

无组织烃类气体的挥发损失存在于油田生产全过程的各个节点上，主要节点为井场。具体挥发点位为井场、站场的各类动静密封点，参照《石油化工业 VOCs 污染源排查工作指南》进行无组织烃类气体的挥发量核算。陆上石油天然气行业与石化行业在部分工艺上类似，鉴于石化行业指南已发布并取得广泛应用，其中精确对较高、操作性较好的相关方程法核算的数据能体现出工艺流程特点及 LDAR 管理水平，本次采用相关方程法对无组织烃类气体的挥发量开展核算工作，主要针对油井井口、三相分离器撬、二相计量撬、阀组撬进行核算。

3.3-19 可类比性分析表

新建场站	类比场站	可类比性		
		工艺	规模	类比结论
油井井口	GY2-Q9-H15、 GY2-Q9-H16、 GY2-Q9-H17、 GY2-Q9-H18、 GY2-Q9-H19、 GY2-Q9-H20、 GY2-Q9-H22、 GY2-Q9-H23、 GY2-Q9-H24、 GY2-Q9-H25、 GY2-Q9-H26	已建油井采用单管集输流程 新建油井采用单管集输流程	已建油井：油井单井产液量 147-152t/d 单井产油量 13.0-18.4t/d 气油比：350 新建油井：油井单井产液量 111.5-123.1t/d 单井产油量 13.5t/d 气油比：300	已建油井与新建油井工艺流程相似，产量及运行参数相当，具备类比性

3.3-20 动静密封点统计情况表

场站	密封点类型	密封点数量	
油井井口（单井）	阀门	4	
	法兰	3	
	盘根盒	1	
	取样口	1	
三相分离器撬	阀门	30	2.42377E-05
	法兰	50	2.51942E-05
阀组撬	阀门	20	2.42377E-05

	法兰	56	2.51942E-05
--	----	----	-------------

3.3-21 非甲烷总烃泄漏量统计表

名称	核算结果
油井井口（单井）	0.00104t/a
三相分离器撬	0.004t/a
阀组撬	0.01589t/a

本项目共基建 36 口油井，建设三相分离器撬 1 座，阀组撬 23 座。因此本工程非甲烷总烃挥发量合计为 0.0209t/a。

②甲醇

本项目设 1 个中心井场设置 1 个 3.5m³ 的甲醇储罐，主要是防止冬季集气管道管道冻堵，甲醇储存、装载过程中均有无组织挥发甲醇产生。

甲醇储存、装载废气按以下公式估算损失。

固定顶罐的静态损失（小呼吸）可用下式估算其污染物的排放量：

$$L_B = 0.191 \times M \left(\frac{P}{101283 - P} \right)^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.45} \times F_P \times C \times K_C$$

式中： L_B —固定顶罐的呼吸排放量（kg/a）；

M —储罐内蒸气的分子量，甲醇为 32.04；

P —在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa），本工程甲醇在常温下的真实蒸气压为 13kPa；

D —罐的直径（m），本工程为 1m；

H —平均蒸气空间高度（m），本工程为 0.7m；

ΔT —一天之内的平均温度差（°C），取 10；

F_P —涂层因子（无量纲），根据油漆状况取值在 1~1.5 之间，取 1.25；

C —用于小直径罐的调节因子（无量纲），直径在 0~9m 之间的罐体， $C=1$ ；

K_C —产品因子（石油原油 K_C 取 0.65，其他的有机液体取 1.0）。

固定顶罐的动态损失（大呼吸）可用下式估算其污染物的排放量：

$$L_W = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_C$$

式中： L_W —固定顶罐的工作损失（kg/m³ 投入量）；

K_N —周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K）确定。 $K \leq 36$ ， $K_N=1$ ；

$36 < K \leq 220$ ， $K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$ ； $K > 220$ ， $K_N=0.26$ ；其他参数同小呼吸排放计算。

经过公式计算，本项目甲醇储罐“小呼吸”和大呼吸损耗量详见下表。

表 3.3-22 甲醇储罐呼吸废气计算结果一览表

储罐位置	废气因子	储罐数量	储罐直径 (m)	年周转次数 (次)	“小呼吸”损耗量 (kg/a)	“大呼吸”损耗量 (kg/a)	合计总产生量 (kg/a)
中心井场	甲醇	1	1	1	11.4	0.174	11.574

由上表计算可知，中心井场甲醇储罐、装载过程中的甲醇损失量合计为 11.574kg/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。

2) 废水

本工程油井井场采出液经 1 号增压站、2 号增压站、3 号增压站、5 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 3745m³/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。

本项目不新增员工，生活污水排入生活污水池，定期由罐车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 3.3-23。

表 3.3-23 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	
井场	抽油机	抽油机	36	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

正常工况下, 无固废产生, 场站不新增员工, 员工生活垃圾代码为 900-002-S61, 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。

(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及作业时烃类气体的溢散, 检修作业时提前进行压井并安装防喷器能够有效抑制烃类气体溢散, 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。

场站检修清淤作业时会有部分烃类气体溢散, 但作业时间较短 (2d 左右), 且在检修前将设备内的油水排空, 天然气经越站流程进入管网, 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 36 口, 则油井共计产生作业污水量约 $95.95\text{m}^3/\text{a}$, 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 kg/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 1.25t/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 400m²，防渗布重量按 500g/m² 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 0.49t/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。

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 1.0mg/m³。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 10mg/m³ 以上，一般浓度在 1.5~30mg/m³。

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 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) 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水务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。

表 3.3-24 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 (m³)	产生浓度 (mg/m³)	产生量 (t/a)	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 (m³)	排放浓度 (mg/m³)		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	/	/	0.007t	/	/	产污系数法	0.021t	/	0.021t	施工期
钻井	柴油机		SO ₂	产污系数法	3781 万	387.3	0.15t	/	/	产污系数法	3781 万	387.3	0.15t	施工期
			NO _x			247.9	0.09t	/	/			247.9	0.09t	
			颗粒物			69.2	0.03t	/	/			69.2	0.03t	
	试油放空以及应急放喷废气		非甲烷总烃	产污系数法	/	/	少量	/	/	产污系数法	/	/	少量	施工期
原油集输	井场	非甲烷总烃	类比法	/	/	0.0209	密闭集输	/	类比法	/	/	0.0209	8760	

表 3.3-25 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)
钻井	钻井设备	钻井废水	石油类、SS	类比法	3150.8	/	/	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置	类比法	0	0	0	钻井期
	压裂设备	压裂返排液	石油类、SS		246686.4	/	/			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后出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》	0	0	

								(Q/SYDQ0639-2015)中 “含油量 ≤20mg/L, 悬浮 固体含量≤20mg/L”限值 要求, 用于复配压裂液, 不外排					
管道 试压	管道	试压废 水	SS	物料衡 算	217.3m ³	500	0.109t	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	2336m ³	300	0.701t	生活污水进入已建施工营地 生活污水收集系统	/	/	/	/	/
			NH ₃ -N			30	0.0701t						
			BOD ₅			250	0.584t						
			动植物 油			20	0.0467t						
			SS			500	1.168t						
原油 处理	原油处 理装置	油田采 出水	石油类	物料衡 算	136.7×10 ⁴ m ³ /a	1000	1367t/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	683.5t/a						
井下 作业	作业	作业废 水	石油类	类比法	95.95m ³ /a	1000	0.096t/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	0.048t/a						

表 3.3-26 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	施工期
		推土机	机械噪声	类比法	83~88		类比法	83~88	
		柴油机	机械噪声	类比法	85-105		类比法	85-105	
		钻机	机械噪声	类比法	85-90		类比法	85-90	

		柴油发电机	机械噪声	类比法	85-105		类比法	85-105	
		泥浆泵	机械噪声	类比法	75-85		类比法	75-85	
		泥浆不落地处理系统	机械噪声	类比法	75-85		类比法	75-85	
		压裂设备	机械噪声	类比法	85-90		类比法	85-90	
		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

表 3.3-27 固体废物污染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	
钻井施工	钻井场地	废弃水基钻井泥浆	一般废物	类比法	345.7t	无害化处理	345.7t	由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理
		水基钻井岩屑	一般废物	类比法	2569.2t	无害化处理	2569.2t	
		废射孔液	危险废物	类比法	1296m ³	无害化处理	1296m ³	统一收集送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
		废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆	危险废物	类比法	759.7t	无害化处理	759.7t	
		油基钻井岩屑	危险废物	类比法	8017.6t	无害化处理	8017.6t	
		落地油	危险废物	类比法	0.72t	无害化处理	0.72t	
		含油废防渗布	危险废物	类比法	0.9t	无害化处理	0.9t	
		废润滑油及其包装桶	危险废物	类比法	1.07t	无害化处理	1.07t	属于危险废物，暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至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	一般废物	类比法	10.8t	无害化处理	10.8t	
		一般废包装袋	一般废物	类比法	0.054t	无害化处理	0.054t	送天然气分公司工业固废处置场处置

地面建设	施工场地	管道施工废料	一般废物	类比法	1.24t	无害化处理	1.24t	
	施工人员	生活垃圾	生活垃圾	类比法	18.25t	无害化处理	18.25t	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	1.25t/a	无害化处理	1.25t/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	0.49t/a	无害化处理	0.49t/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

3.3.8 污染物“三本账”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，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“三本账”汇总见表 3.3-28。

表 3.3-28 污染物“三本账”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	0.726	0.0209	0	0.7469	+0.0209
	甲醇	t/a	0	0.012	0	0.012	+0.012

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、他拉哈镇和肇源县古龙镇、新站镇境内。

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

新近系泰康组合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。

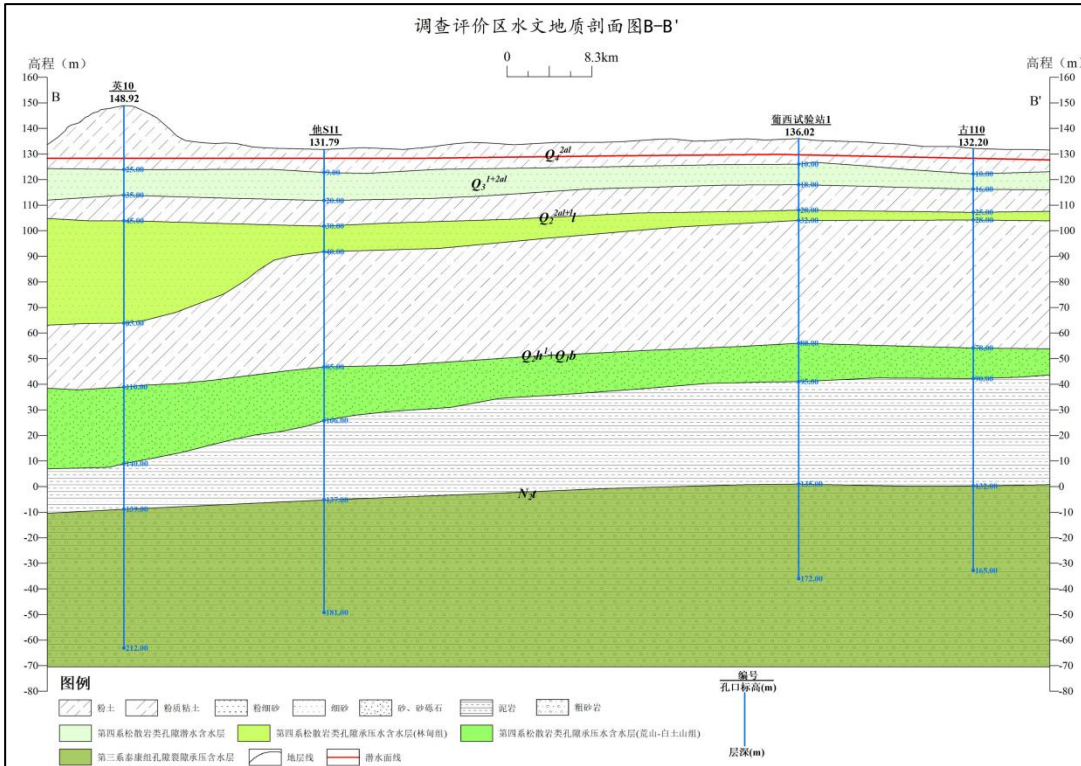
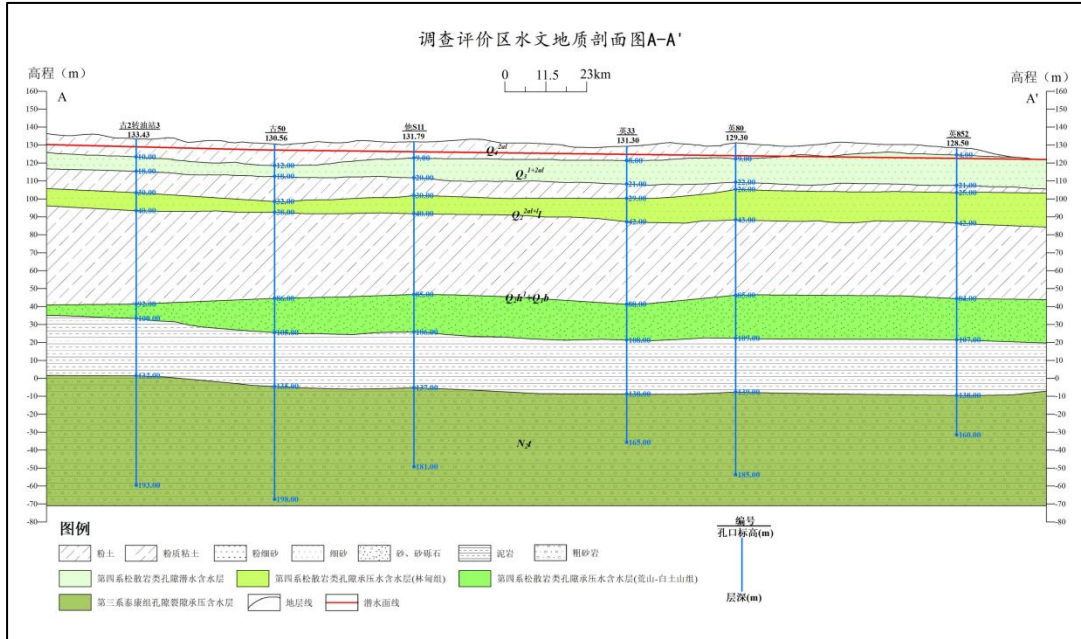


图 4.1-1 水文地质剖面图

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

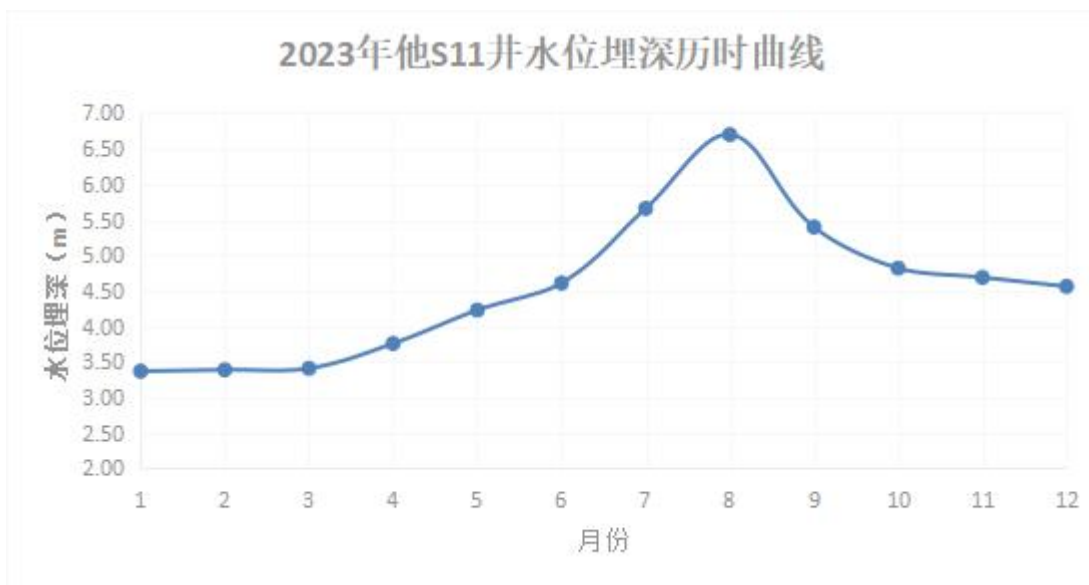
根据调查区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水人工开采排泄。

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、黑钙土、盐土、砂姜黑土等。

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、小麦、高粱、谷子等粮食作物。

植被以羊草、星星草为主，碱泡周围多生长碱蓬、碱蒿和芦苇等。中部沙岗上分布着地带性植被，多为贝加尔针茅群落为主的草甸草原植被，经济植物有芦苇、香蒲、菱角等；野生动物资源物种丰富，数量较多，总体呈下降趋势，个别动物资源出现恢复的趋势。

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》（GB3095-2026）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 300m 范围内的生态环境。

本项目土壤评价范围确定为井场厂界外扩 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和肇源县，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（PM_{2.5}）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 (μg/m ³)	标准值 (μg/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

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）要求，基本污染物各项指标除PM_{2.5}外均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段浓度限值二级要求。

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3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

序号	监测点	经度	纬度	相对工程位置
G1	拟建 GY20-Q9-H47 井井场	124°17'28.1530"	45°59'21.4152"	拟建 GY1-Q9-H5 井西南侧 848m
G2	西喇嘛茄子屯	124°16'58.6170"	45°49'04.4648"	拟建 GY16-Q9-H85 井东北侧 2863m
G3	后振余屯	124°19'37.1133"	45°46'52.4758"	拟建管道南侧 1133m

(2) 监测因子及时间

监测因子：非甲烷总烃、TSP。

监测时间：本次监测时间为2026年1月31日~2月6日。

(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
拟建 GY20-Q9-H47 井井场	非甲烷总烃	1h	2000	0.80-0.98	49	0	达标
	TSP	24h 均值	300	0.107-0.120	40	0	达标
西喇嘛茄子屯	非甲烷总烃	1h	2000	0.81-1.00	50	0	达标
	TSP	24h 均值	300	0.108-0.120	0.4	0	达标
后振余屯	非甲烷总烃	1h	2000	0.78-0.99	49.5	0	达标
	TSP	24h 均值	300	0.106-0.125	41.7	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》(GB3095-2026)中过渡阶段二级浓度限值,非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中数值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。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 9 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。

表 4.4-1 地下水水质监测点位

序号	监测点	经度	纬度	备注
D1	巴彦村	124°16'24.9636"	45°58'46.2341"	潜水
D2	东太一队	124°15'31.7807"	45°52'55.7167"	潜水
D3	西喇嘛茄子屯	124°16'58.6170"	45°49'04.4648"	潜水
D4	后振余屯	124°19'37.1133"	45°46'52.4758"	潜水
D5	巴彦村	124°16'13.4836"	45°58'36.6477"	承压水
D6	西喇嘛茄子屯	124°17'04.7082"	45°49'07.9425"	承压水
D7	九家子村	124°12'52.3982"	46°09'19.6733"	潜水
D8	查干温都	124°16'01.4293"	46°06'27.7194"	潜水
D9	北兴分场	124°19'01.3576"	46°08'02.5790"	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)
1	九家子村	潜水	15	3.3	129.6
2	烟房子村	潜水	15	3.2	129.8
3	查干温都	潜水	16	3.4	130.1

序号	监测点位	监测层位	井深 (m)	水位埋深 (m)	水位标高 (m)
4	孙保地房子	潜水	21	3.2	130.5
5	西曼代	潜水	15	11.0	127
6	东地房子	承压	80	8.6	124.2
7	北兴分场	潜水	20	7.9	127
8	保布	潜水	20	4.8	127
9	查干文都	承压	20	3.9	120
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
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 2026 年 2 月 1 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	D8	D9	标准值
1	K^+	1.45	1.41	1.34	1.29	1.28	1.44	1.08	1.05	1.30	/
2	Na^+	41.8	49.2	47.2	45.8	44.6	43.4	50.6	52.6	43.8	/
3	Ca^{2+}	53.8	53.0	50.8	52.0	52.8	51.9	66.75	63.75	52.0	/
4	Mg^{2+}	8.3	8.0	8.8	8.5	8.8	9.2	8	8.5	8.0	/

5	CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0	0	0	/
6	HCO ₃ ⁻	284	293	283	286	284	276	346	336	282	/
7	Cl ⁻	9.61	7.66	8.00	8.75	9.56	9.29	9.24	7.01	9.14	/
8	SO ₄ ²⁻	0.899	0.644	0.454	0.752	1.10	0.880	0.306	0.292	0.742	/
9	pH	7.3	7.1	7.2	7.0	7.1	7.2	6.9	6.9	7.1	6.5≤pH≤8.5
10	氨氮	0.279	0.273	0.265	0.298	0.253	0.288	0.319	0.33	0.332	≤0.50
11	硝酸盐	0.264	0.222	0.180	0.228	0.311	0.188	0.235	0.342	0.257	≤20
12	亚硝酸盐	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.003L	0.016L	0.016L	0.016L	≤1
13	挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	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	0.002L	0.002L	≤0.05
15	砷	0.0003L	0.0003L	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	0.00004L	0.00004L	≤0.0001
17	铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
18	总硬度	169	165	163	165	168	162	200	194	163	≤450
19	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.0025L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
20	氟化物	0.182	0.140	0.154	0.202	0.184	0.153	0.26	0.147	0.242	≤1.0
21	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0005L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
22	铁	0.17	0.19	0.15	0.13	0.12	0.18	0.14	0.1	0.19	≤0.3
23	锰	0.06	0.07	0.05	0.06	0.04	0.07	0.05	0.07	0.05	≤0.1
24	溶解性总固体	243	293	283	233	241	240	287	231	212	≤1000
25	耗氧量(COD _{Mn} 法)	2.3	2.4	2.4	2.7	2.7	2.5	2.3	2.6	2.5	≤3.0
26	硫化物	0.003L	0.003L	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	2L	2L	2L	≤3.0
28	菌落总数	35	40	38	37	42	41	34	31	32	≤100
29	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
30	钡	0.01L	0.01L	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:

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

pH 的标准指数为: pH_j≤7.

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

$$pH_j > 7.0 \quad S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

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	D8	D9
pH	0.20	0.07	0.13	0.0	0.07	0.13	0.20	0.20	0.53
氨氮	0.56	0.55	0.53	0.90	0.51	0.58	0.64	0.66	0.77
硝酸盐	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.13
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	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	未检出	未检出
氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铬(六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总硬度	0.38	0.37	0.36	0.37	0.37	0.36	0.44	0.43	0.92
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氟化物	0.18	0.14	0.15	0.20	0.18	0.15	0.26	0.15	0.95
镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铁	0.57	0.63	0.50	0.43	0.40	0.60	0.47	0.33	0.80
锰	0.60	0.70	0.50	0.60	0.40	0.70	0.50	0.70	0.30

溶解性总固体	0.24	0.29	0.28	0.23	0.24	0.24	0.29	0.23	0.88
耗氧量	0.77	0.80	0.80	0.90	0.90	0.83	0.77	0.87	0.83
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	未检出	未检出
菌落总数	0.35	0.40	0.38	0.37	0.42	0.41	0.34	0.31	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.72
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

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%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	D8	D9
K^+	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03
	%Meq	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.44	0.43	0.55
Na^+	毫克当量浓度 (Meq/L)	1.82	2.14	2.05	1.99	1.94	1.89	2.20	2.29	1.67
	%Meq	17.9	20.3	20.1	19.4	18.8	18.7	35.30	36.83	27.80
Ca^{2+}	毫克当量浓度 (Meq/L)	2.69	2.65	2.54	2.60	2.64	2.60	3.34	3.19	2.77
	%Meq	26.4	25.2	24.8	25.3	25.6	25.7	53.56	51.33	46.12
Mg^{2+}	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.69	0.67	0.73	0.71	0.43	0.77	0.67	0.71	1.53
	%Meq	6.8	6.3	7.2	6.9	7.1	7.6	10.70	11.41	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	0.00	0.00
	%Meq	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HCO_3^-	毫克当量浓度 (Meq/L)	4.66	4.80	4.64	4.69	4.66	4.52	5.67	5.51	2.66
	%Meq	45.7	45.6	45.3	45.6	45.2	44.8	95.51	96.44	45.01

Cl ⁻	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.27	0.22	0.23	0.25	0.27	0.26	0.26	0.20	1.86
	%Meq	2.7	2.1	2.2	2.4	2.6	2.6	4.38	3.46	31.61
SO ₄ ²⁻	毫克当量浓度 (Meq/L)	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	1.38
	%Meq	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.11	0.11	23.38
阳离子总量 (mg/Meq)		4.9	5.0	4.9	5.0	4.9	4.8	6.01	6.21	6.01
阴离子总量 (mg/Meq)		5.2	5.5	5.4	5.3	5.3	5.3	5.90	5.71	5.90
阴阳离子相对误差		0.029	0.044	0.047	0.037	0.039	0.048	-0.89%	-4.18%	-0.89%
矿化度(g/L)		0.40	0.41	0.40	0.40	0.40	0.39	0.33	0.40	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-4.18%-0.048%，均小于5%，说明监测数据可靠。

潜水地下水类型为 HHCO₃-Na+Ca 型水，承压水地下水类型为 HCO₃+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 2 号试验站永久占地内	124°16'11.9666"	45°55'41.8569"	污染调查点
B2	已建 2 号试验站北 100m	124°16'07.3887"	45°55'49.8041"	清洁对照点
B3	已建井古页 2202H-Q9	124.21315534	46.10714224	污染调查点
B4	已建井古页 2202H-Q9 南 100m	124.21311236	46.10618298	清洁对照点
B5	已建 3-1#中心井场	124.22208055	46.08776996	污染调查点
B6	已建 3-1#中心井场南 100m	124.22218735	46.08615553	清洁对照点

B7	已建 1 号试验站永久占地内	124.20846999	16.06205382	污染调查点
B8	已建 1 号试验站北 100m	124.20897376	46.06335997	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 日和 2026 年 2 月 1 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
监测项目	B5		B6	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH(无量纲)	6.9	7.1	7.3	7.4
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）	1.28	1.28	1.36	1.37
监测项目	B7		B8	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH(无量纲)	7.1	6.9	7.5	7.6
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）	1.06	1.28	1.36	1.37
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	备注
英格地房子	124° 18'33.9593"	46° 05'15.5410"	敏感点噪声
北兴分场	124° 18'49.7818"	46° 08'02.3978"	敏感点噪声
唐营子	124° 11'43.9532"	46° 06'43.4022"	敏感点噪声
孙宝地房子	124° 13'50.9524"	46° 05'25.9011"	敏感点噪声
拟建 GY16-Q9-H86 井场	124° 19'15.1316"	45° 47'59.9622"	拟建位置噪声
拟建 Y2-Q9-H94 井场	124° 15'56.5779"	45° 52'44.7019"	拟建位置噪声
拟建 GY20-Q9-H47 井场	124° 17'28.1530"	45° 59'21.4152"	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 28 日-12 月 29 日进行监测，监测两天，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	2025.12.28		2025.12.29	
拟建 GY16-Q9-H86 井场	昼间：50	夜间：39	昼间：49	夜间：41
拟建 Y2-Q9-H94 井场	昼间：51	夜间：40	昼间：50	夜间：40
拟建 GY20-Q9-H47 井场	昼间：48	夜间：42	昼间：48	夜间：39
标准值	60		50	
监测点位	2025.12.28		2025.12.29	
英格地房子	昼间：50	夜间：40	昼间：48	夜间：39
北兴分场	昼间：51	夜间：42	昼间：46	夜间：42
唐营子	昼间：49	夜间：39	昼间：52	夜间：38
孙宝地房子	昼间：47	夜间：41	昼间：46	夜间：43
标准值	55		45	

4.5.2 现状评价

监测结果显示，评价区域井场周围声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，村屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 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 4117.09hm²。

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，类型为沼泽湿地；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。

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 1613.79hm²，占比为 39.20%。其次为天然牧草地为主，面积为 547.37hm²，占比为 13.29%。

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	208.18	5.06
	0102 水浇地	22.50	0.55
	0103 旱地	1613.79	39.20
03 林地	0301 乔木林地	319.35	7.76
	0305 灌木林地	5.58	0.13
	0307 其他林地	52.16	1.27
04 草地	0401 天然牧草地	547.37	13.29
	0404 其他草地	286.28	6.95
06 工矿用地	0601 工业用地	3.64	0.09
	0602 采矿用地	23.05	0.56
	0604 物流仓储用地	0.02	0.00
07 住宅用地	0701 城镇住宅用地	0.47	0.01
	0702 农村宅基地	13.46	0.33
08 公共管理与公共服务用地	08H2 科教文卫用地	0.17	0.00
10 交通运输用地	1003 公路用地	12.37	0.30
	1004 城镇村道路用地	1.23	0.03
	1006 农村道路	42.64	1.03
12 其他土地	1202 设施农用地	0.81	0.02
	1204 盐碱地	426.56	10.36
	1206 裸土地	0.27	0.01
11 水域及水利设施用地	1102 湖泊水面	124.46	3.02
	1104 坑塘水面	226.34	5.50
	1107 沟渠	39.63	0.96
	1108 沼泽地	144.39	3.51
	1109 水利建筑用地	2.37	0.06
合计		4117.09	100.00

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

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，生态现状调查与评价参考了项目评价区 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，调查时间为 2025 年 6 月 22-24 日和 7 月 12-14 日）等资料中植物现场调查成果，引用结果涵盖本次评价范围，调查成果植物现状调查设置在植物生长旺盛期。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。

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 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 、草本样方面积为 $1\text{m} \times 1\text{m}$ （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 $2\text{m} \times 2\text{m}$ ）；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，为白杨林群系和榆林群系；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。

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
	E	N					
1	124.2499	46.1479	132	20×20	白杨树群系	森林	GY1-Q9-H104 井场东北侧 30m 处
2	124.2665	46.1485	133	20×20	白杨树群系	森林	GY1-Q9-H105 井场东北侧 45m 处
3	124.2803	45.8873	130	20×20	白杨树群系	森林	GY20-Q9-H47 井场东北侧 40m 处
4	124.2222	46.1083	133	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H115 井场西南侧 35m 处
5	124.3175	46.0959	130	20×20	榆树群系	森林	GY8-Q9-H12 井场北侧 400m 处
6	124.2311	46.0479	137	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H116 井场东北侧 20m 处
7	124.1857	46.0361	129	20×20	羊草群系	草地	GY1-Q9-H123 井场西南侧 45m 处
8	124.1917	46.0366	129	1×1	羊草群系	草地	GY1-Q9-H118 井场西北侧 25m 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
	E	N					
9	124.2468	45.7993	128	1×1	羊草群系	水生	GY16-Q9-H84 井场西南侧 25m 处
10	124.2550	45.8765	129	1×1	芦苇群系	水生	GY2-Q9-H94 井场西南 50m 处
11	124.3105	46.0648	128	1×1	芦苇群系	水生	GY8-Q9-H12 井场北侧 700m 处
12	124.1939	46.1036	135	1×1	芦苇群系	草地	GY1-Q9-H111 井场南侧 25m
13	124.2222	46.0853	132	1×1	蒲草群系	草地	GY1-Q9-H121 井场东南侧 45m 处
14	124.2206	46.0640	130	1×1	蒲草群系	草地	GY1-Q9-H124 井场东侧 50m 处
15	124.3212	45.7959	123	1×1	蒲草群系	草地	GY16-Q9-H86 井场北侧 30m

备注：1-8 样方引用《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，9-15 样线引自《2025 年 Q9 油层产能项目环境影响报告书》中生态调查。

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。

样线设置：本次植物多样性调查结合了植物样方调查和野生动物样线调查，共设置 11 条样线，具体点位见植物样方表和动物样线表。

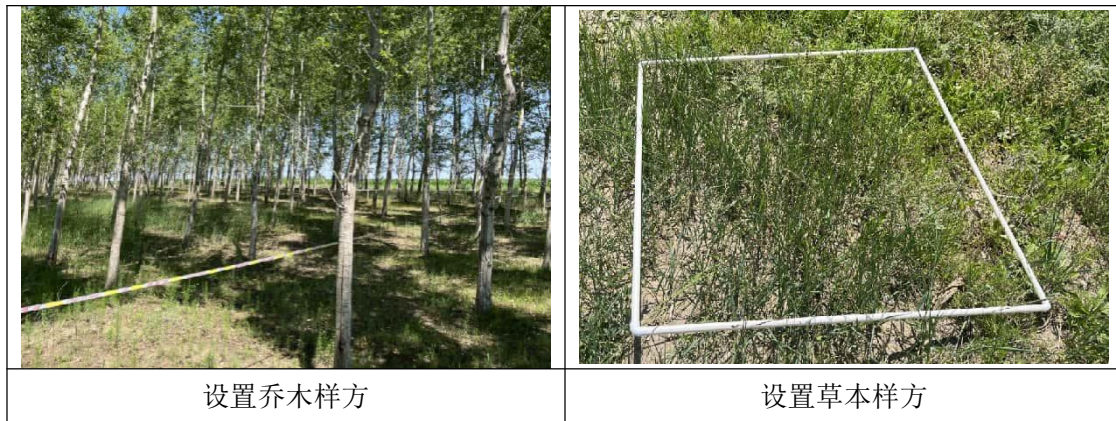


图 4.6-1 现场样方、样线调查图

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	0.7%
	被子植物	32	94.2%	88	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	白杨林	76.06	1.85
2	人工建筑物和裸地	18.24	0.44
3	水体	7.02	0.17
4	羊草、杂类草草甸草原	1222.56	29.69
5	榆林	131.19	3.19
6	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物	2662.02	64.66
合计		4117.09	100.00

(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。

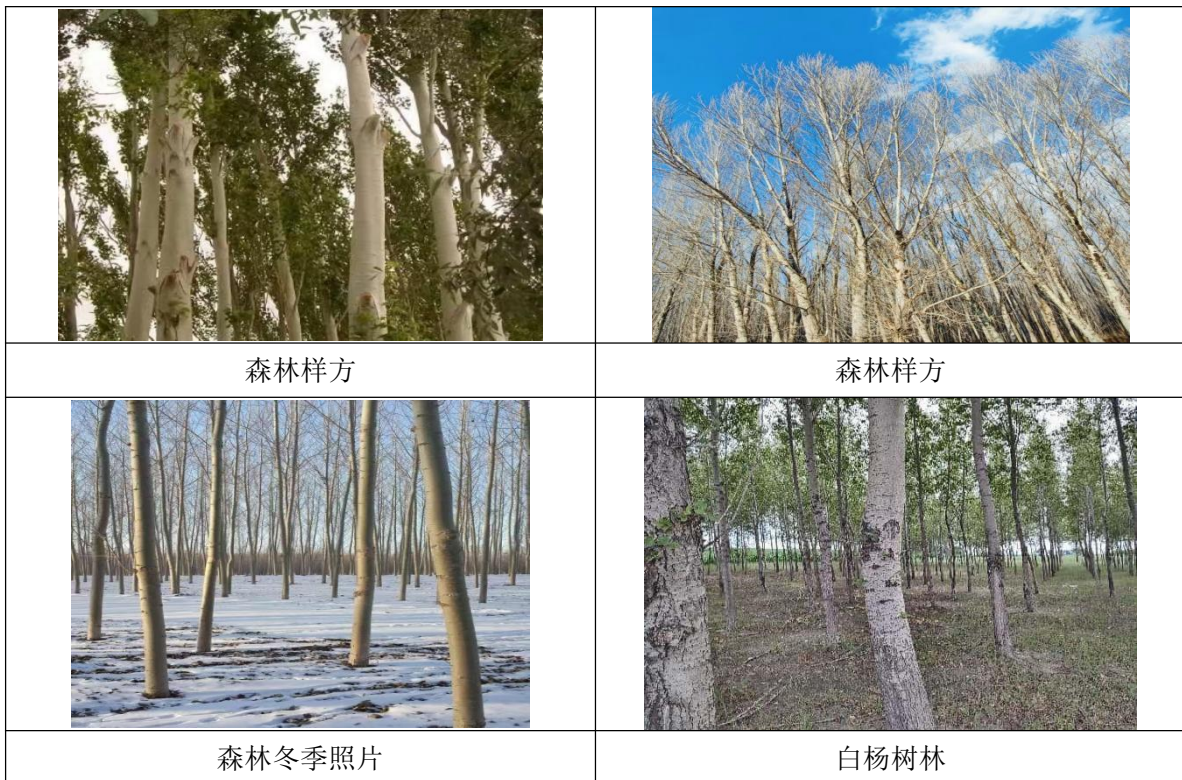


图 4.6-2 现场样方调查图

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。

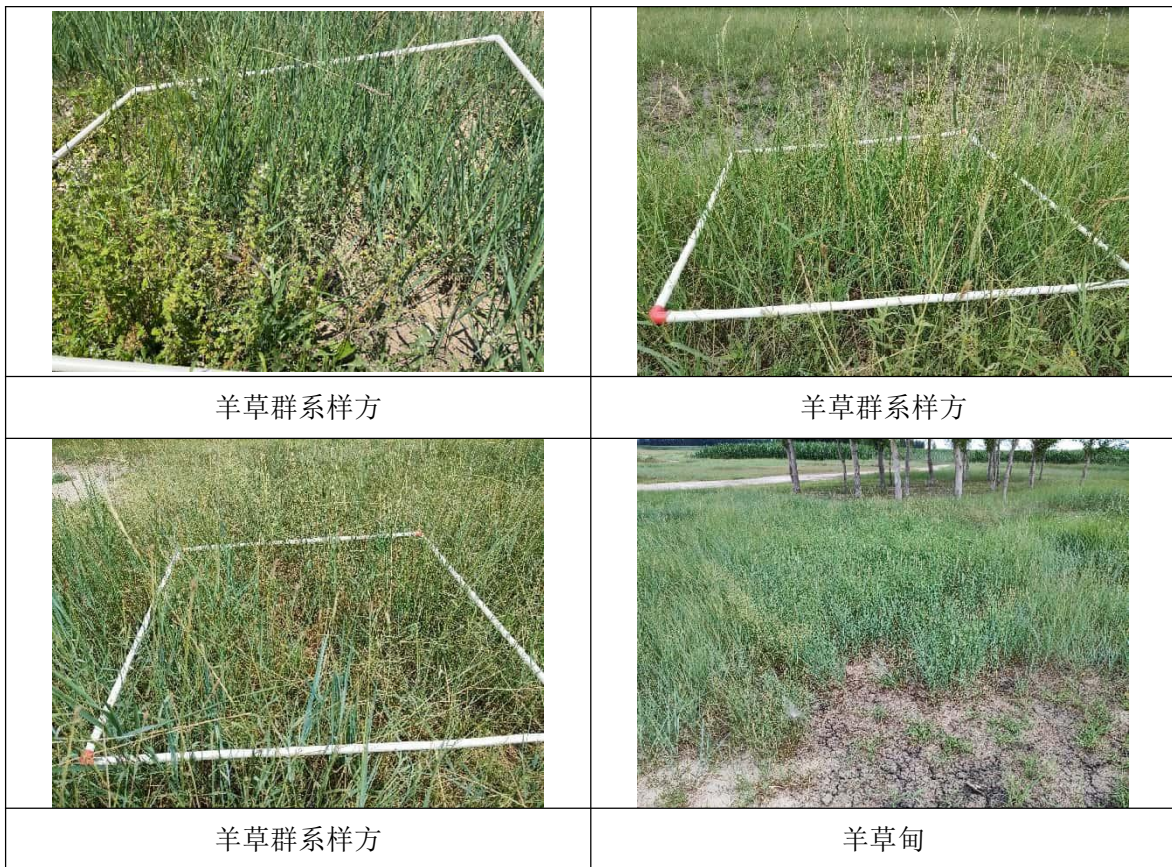


图 4.6-3 现场样方调查图

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。

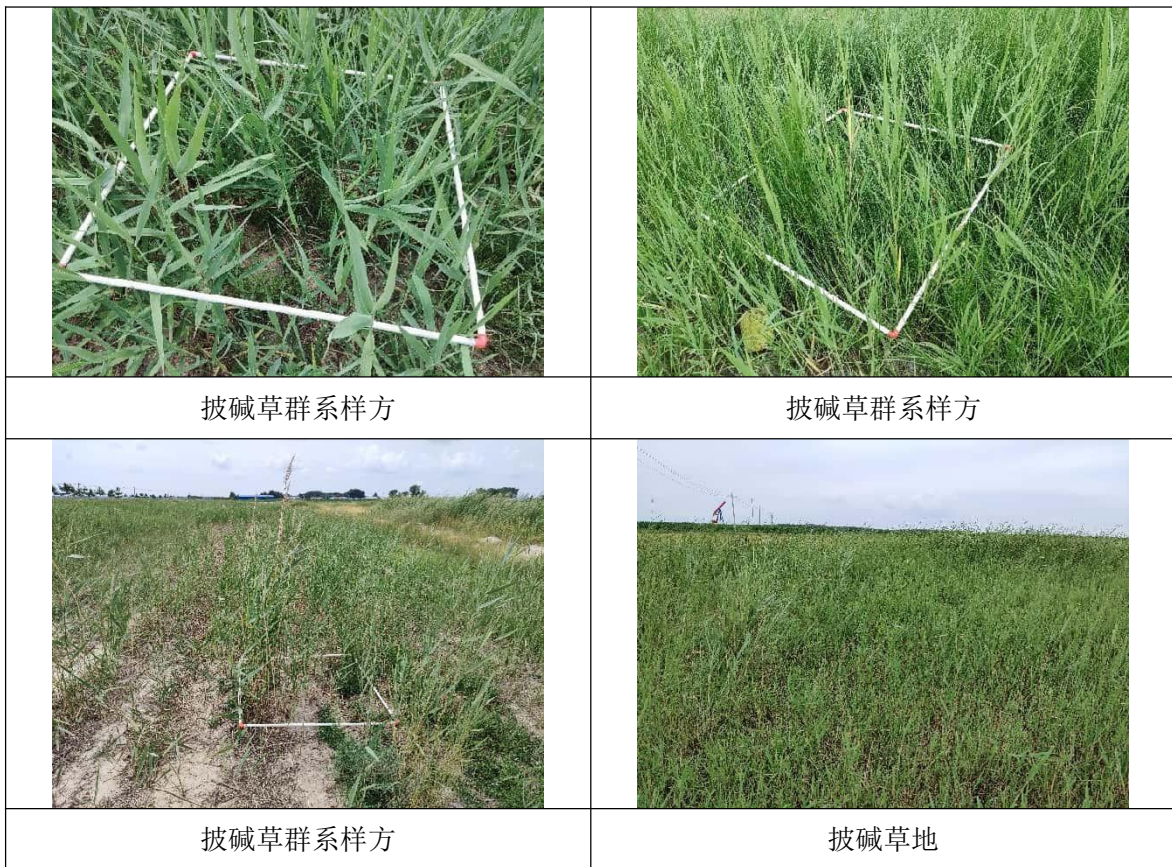


图 4.6-4 现场样方调查图

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。

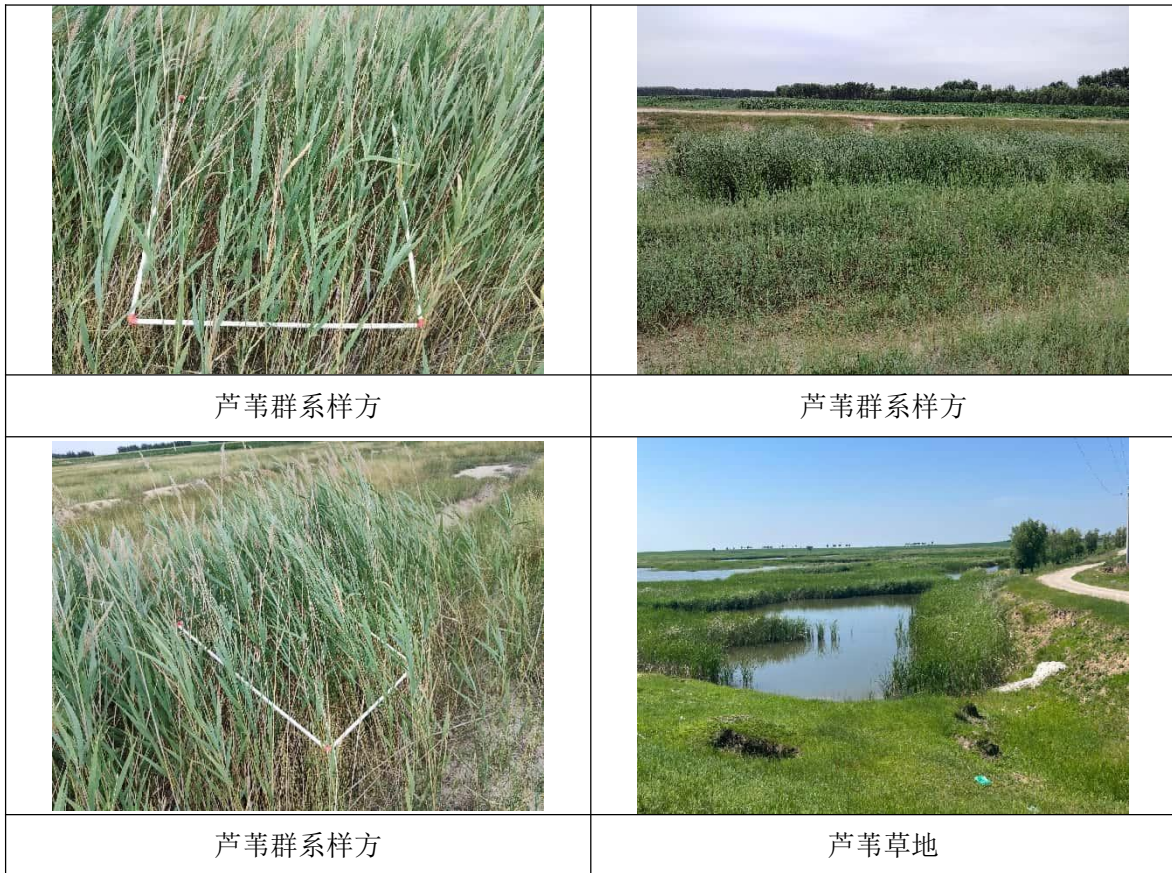


图 4.6-5 现场样方调查图

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。

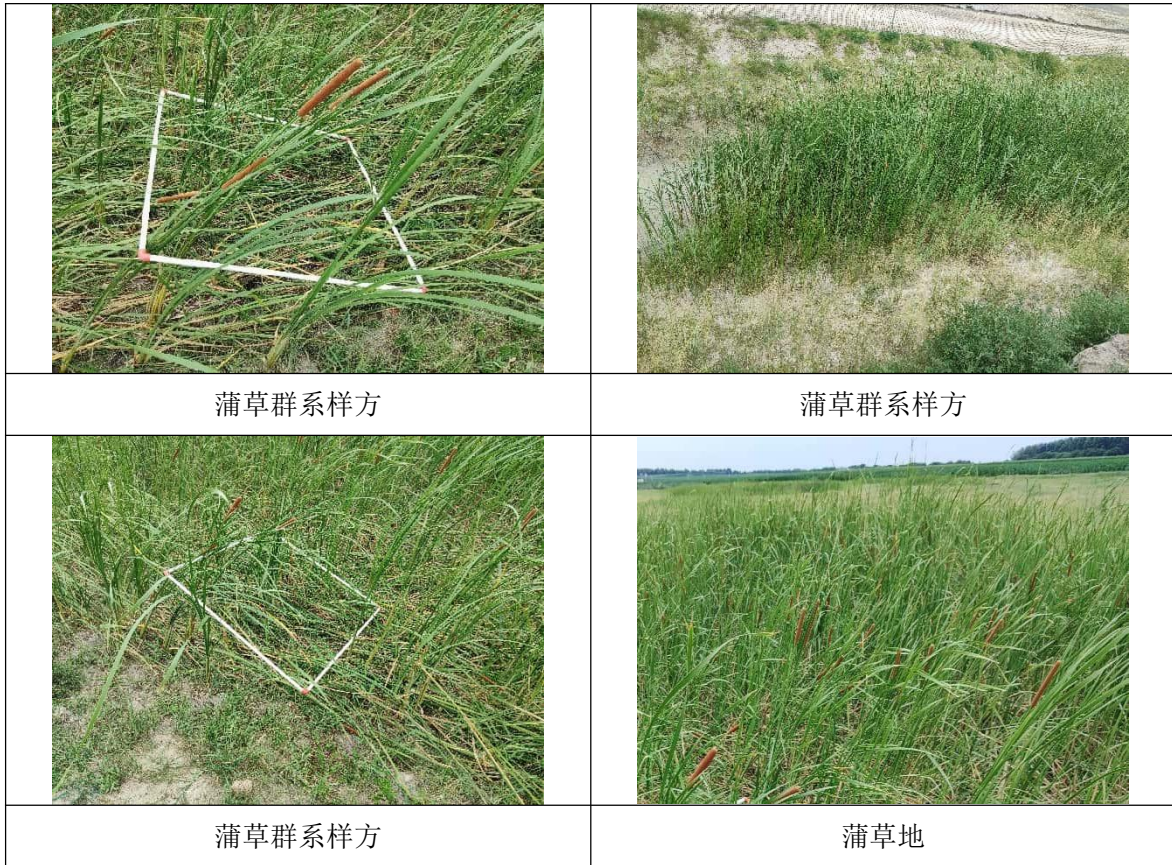


图 4.6-6 现场样方调查图

6) 农业植被

评价区内耕地面积占比较大，为 1844.47hm²，占评价区总面积的 44.8%。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（ $\geq 80\%$ ）面积占比为 8.68%；中高覆盖度（60-80%）面积占比为 44.16%；中覆盖度（40-60%）面积占比为 14.98%；中低覆盖度（20-40%）面积占比 19.12%；低覆盖度（0-20%）面积占比为 13.06%。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）	537.88	13.06
20-40（中低覆盖度）	786.97	19.12
40-60（中覆盖度）	616.80	14.98
60-80（中高覆盖度）	1817.97	44.16
≥ 80 （高覆盖度）	357.47	8.68
合计	4117.09	100.00

（6）植物生物量估算

评价区植物生物量估算时，参考《虎林一长春天然气管道工程（虎林首站一长春联络压气站段）环境影响报告书》《徐深 1 区块钻井工程环境影响报告书》主要植被的生物量计算结果。具体计算时，通过植物生物量估算方法，运用样地调查记录表的数据，结合参考资料，估算本项目不同植物群系的生物量。

①参考资料生物量结果统计

根据《虎林一长春天然气管道工程（虎林首站一长春联络压气站段）环境影响报告书》的内容，其评价范围内的主要植被的生物量计算结果如下表所示。

表 4.6-8 参考资料生物量计算结果统计表

植被类型	面积（hm ² ）	总生物量（t）	平均生物量
兴安落叶松林	1550.17	163422.42	105.42
白桦林	654.61	93283.35	142.50
山杨林	251.92	31112.12	123.50

植被类型	面积 (hm ²)	总生物量 (t)	平均生物量
杨桦林	407.63	53579.05	131.44
蒙古栎林	5905.04	479206.76	81.15
水曲柳林	148.64	21182.63	142.51
榛子灌丛	651.87	1302.42	2.00
蒿柳灌丛	114.70	70.60	0.62
羊草、杂类草草甸	39.61	91.37	2.31
草原小白花地榆、金莲花、禾草草甸	307.70	197.21	0.64
修氏苔、禾草、杂类草沼泽化草甸	101.91	142.33	1.40
乌拉苔草沼泽	30.88	35.38	1.15

根据《徐深 1 区块钻井工程环境影响报告书》可知，其评价范围的植被类型为丛生禾草、根茎禾草，草地生物量为 0.65~0.85t/hm²（地面以上部分的风干重），平均为在 0.75t/hm² 左右。

②植物生物量估算方法

1) 乔木层生物量估算方法

采用木材蓄积量计算法计算其样方生物量。由于对乔木层样方的树木只进行了每木调查，所以采用树种二元立木采集表，计算每个样方内各个树种的材积量，分别代入相关公式中进行计算，最终换算为木材蓄积量，再乘以比重得到生物量。样方内乔木的计算公式为：

木材蓄积量：一定面积森林中现存各种活立木的材积总量 (m³/hm²)

材积公式：V=A×D^B×H^C

生物量计算 W=木材蓄积量×比重

其中：W——乔木层生物量 (kg/hm²)

比重——木材密度 (kg/m³) 与 4℃下水密度之比

H——林分平均高 (m)

A、B、C——材积表中常数值 D——树种胸径 (cm)

2) 草本层生物量估算方法

根据《生态影响评价技术》（中国环境出版社，2017）的经验公式：

$$W=11.28071(HC)^{1.471231}$$

式中：W 为生物量（t/hm²）；H 为草本或灌木的平均高度（m），C 为植被的盖度（通过地面植被残留数量，结合当地其他调查资料进行估算）。

③评价区生物量估算结果

评价区的主要群系有山杨树群系、羊草群系、披碱草群系、芦苇群系、蒲草群系，不同群系平均单位面积生物量分别为 94.80t/hm²、2.10t/hm²、1.25t/hm²、1.82t/hm²、1.62t/hm²，草本植被平均生物量为 1.69t/hm²。

（7）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。

（8）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。

(9) 永久基本农田调查

评价范围共有农田 1844.47hm²，本项目共占用农田 48.8441hm²，其中永久占用 7.7995hm²，临时占用 41.0446hm²。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。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，调查时间 2025 年 6 月 22-24 日、7 月 12-14 日）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定》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 11 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 5 次、草地 7 次、农田 10 次、城镇 3 次、湿地 8 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 4.6-9 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	124.2713	46.1489	124.2355	46.1711	3615	2
2	湿地-农田-林地	124.2953	46.1410	124.3046	46.1276	1810	2
3	农田-草地-湿地	124.2609	46.1102	124.2369	46.1080	2385	2
4	湿地-农田-草地	124.2197	46.1049	124.2462	46.1175	2275	2
5	草地-农田-林地	124.2370	46.0646	124.2178	46.0630	1884	7
6	湿地-城镇-农田	124.2475	46.8693	124.2579	45.8864	1818	2
7	湿地-草地-农田	124.2234	46.1048	124.2214	46.0599	5030	11
8	城镇-农田-草地	124.3294	46.8029	124.3149	45.7957	1522	5
9	草地-农田-湿地	124.1931	46.0734	124.2201	46.1054	4374	5
10	城镇-林地-湿地	124.2303	46.0885	124.2436	46.1060	2169	12
11	湿地-林地-农田	124.2282	46.0158	124.1993	46.0374	3068	8

备注：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，8-11 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。

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5GY1-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19。

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，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 4.6-10 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 4.6-11 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>Bufo gargarizans</i>	X	古	访问
		花背蟾蜍	<i>Strauchbufo raddei</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 4.6-12 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>ElapHerufladorsfa</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 4.4.3-13。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 4.4.3-13 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
鸽形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	<i>Himantopuslimantopus</i>	O	广
鸽形目	鸽科	灰头麦鸡	<i>Vanelluscinereus</i>	M	古
鸽形目	鸥科	红嘴鸥	<i>Chroicocephalusridibundus</i>	U	古
鸽形目	鸥科	鸥嘴噪鸥	<i>Gelochelidonnilotica</i>	O	广
鸽形目	鸥科	普通燕鸥	<i>Sternahirundo</i>	C	古
鸽形目	鹬科	扇尾沙锥	<i>Gallinagoallinago</i>	U	古
鸽形目	鹬科	林鹬	<i>Tringaglareola</i>	U	古
鸡形目	雉科	鹌鹑	<i>Coturnixjaponica</i>	O	广
鸡形目	雉科	环颈雉	<i>pHasianuscolchicus</i>	O	广
鸢形目	鸢科	普通鸢	<i>pHalacrocoraxcarbo</i>	O	广
鸢形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculuscanorus</i>	O	广
鸢形目	鸢科	小鸢	<i>Tachybaptusruficollis</i>	W	东
雀形目	鹁鹑科	白鹁鹑	<i>Motacillaalba</i>	U	古
雀形目	雀科	麻雀	<i>Passerimontanus</i>	U	古
雀形目	文须雀科	文须雀	<i>Panurusbiarmicus</i>	O	广
雀形目	鹀科	红颈苇鹀	<i>Emberizayessoensis</i>	K	古
雀形目	鹀科	白眉鹀	<i>Emberizatristrami</i>	M	古
雀形目	鹀科	灰头鹀	<i>EmberizaspodicepsHala</i>	M	古
雀形目	鸦科	喜鹊	<i>Picapica</i>	C	古
雀形目	鸦科	大嘴乌鸦	<i>Corvusmacrorhynchos</i>	E	古
雀形目	燕科	家燕	<i>Hirundorustica</i>	C	古
雀形目	燕科	毛脚燕	<i>Delichonurbicum</i>	U	古
雀形目	燕雀科	金翅雀	<i>Chlorissinica</i>	M	古

目	科	中文名	学名	分布型	区系
鹈形目	鹭科	苍鹭	<i>Ardeacinerea</i>	U	古
鹈形目	鹭科	白鹭	<i>Egrettaarzetta</i>	W	东
雁形目	鸭科	翘鼻麻鸭	<i>Tadornatadorna</i>	U	古
雁形目	鸭科	赤麻鸭	<i>Tadornaferruginea</i>	U	古
雁形目	鸭科	赤膀鸭	<i>Marecastrepera</i>	U	古
雁形目	鸭科	绿头鸭	<i>Anasplatyrhynchos</i>	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 379.21hm²，占评价区总面积的 9.21%。

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。

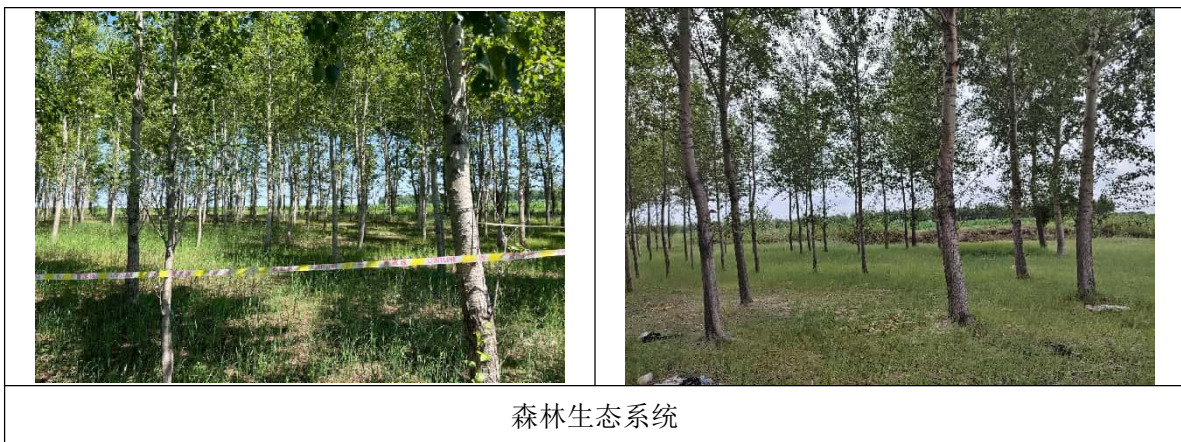


图 4.4.3-10 现场拍摄图

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 429.87hm², 占评价区总面积的 10.44%, 用地现状主要为盐碱地等地段, 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

848.13hm²，占评价区总面积的 20.60%。

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、草原鼯鼠等，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 1867.00hm², 占比为 45.35%。

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。

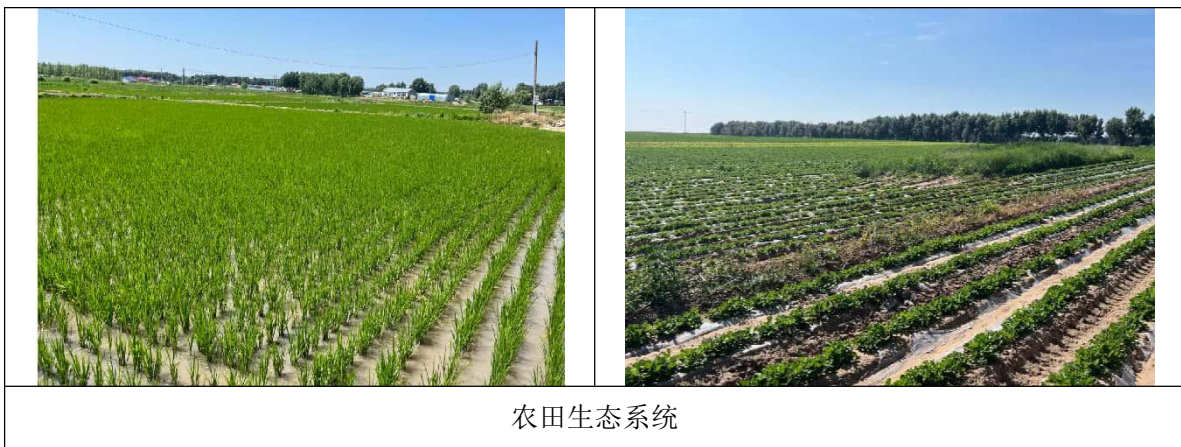


图 4.6-12 现场拍摄图

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537.4hm²，占比为13.05%。

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 55.41hm²，占比为 1.35%。

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	1867.00	45.35
2	森林生态系统	379.27	9.21
3	草地生态系统	848.13	20.60
4	湿地生态系统	537.41	13.05
5	城镇生态系统	55.41	1.35
6	荒漠生态系统	429.87	10.44
合计	/	4117.09	100.00

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 45.35%;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 20.60%;湿地生态系统次之,面积占比为 13.05%;森林生态系统面积占比为 9.21%;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 4117.09hm²,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 4.6-16 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	379.27	94.80	33244.72
2 草地生态系统	848.13	1.32	689.65
3 湿地生态系统	537.41	/	/

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)
4 农田生态系统	1867.00	7.50	15579.29
5 荒漠生态系统	429.87	/	/
6 城镇生态系统	55.41	/	/
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 4117.09hm²,由下表可知,评价范围总生产力为 14842.85t/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 62.98%;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 19.78%。

表 4.6-17 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	379.27	8.37	2935.21
2 草地生态系统	848.13	4.90	2560.06
3 湿地生态系统	537.41	/	/
4 农田生态系统	1867.00	4.50	9347.58
5 荒漠生态系统	429.87	/	/
6 城镇生态系统	55.41	/	/
合计			14842.85

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

本项目周边分布有湿地，属于黑龙江湿地，全省天然湿地面积 556 万公顷，湿地面积居全国第四位，占全国天然湿地的七分之一，是丹顶鹤、东方白鹳等珍稀水禽的重要繁殖栖息地和迁徙停歇地。目前，全省已建成湿地类型自然保护区 87 处，其中国家级 23 处，省级 64 处，拥有扎龙、三江、洪河、兴凯湖、珍宝岛、七星河、南瓮河、东方红 8 处国际重要湿地；建立了 58 处国家湿地公园，其中国家级 41 处，省级 17 处。

本项目周边分布均为一般湿地。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）、《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》可知，本项目井场均位于一般管控单元和优先保护单元，不涉及重点管控单元，根据黑龙江“三线一单”信息服务 APP 查询结果，本项目不涉及生态保护红线内区域。

根据现场调查，湿地的植被主要是沼泽草地，以丛生禾草、根茎禾草为主，多为芦苇，湿地边缘生长有较多的碱菀，生长状况良好。湿地生态区内水资源充足，水生动物较丰富，又有大片湿地可栖息，通常是多种水鸟的良好觅食地及栖息地，根据现场调查以及查阅和“中国观鸟记录中心”其他相关资料分析，评价区湿地水禽主要有绿头鸭、斑嘴鸭、赤麻鸭、赤膀鸭、红头潜鸭等，多喜结群活动，夏季结小群，秋季结大群南迁越冬，

春末北迁。评级范围不涉及丹顶鹤、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。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 4.7-2。

表 4.7-1 土壤理化性质调查表

检测因子		采样地点							
		GY2-Q9-H94 井永久占地内	拟建 GY16-O9-H86 井永久占地内	拟建 GY20-O9-H47 井永久占地内	拟建 GY1-09-101 井永久占地内	古 1-3#中心井场至古 1-1#中心井场管线临时占地内	古 1-6#井场至古 1-5#井场管线临时占地内	古页 2202H-Q9 中心井场至 3-1#中心井场管线临时占地内	GY1-09-H117 井至 1-5#井场管线占地内
实验室测定	pH（无量纲）	5.87	6.24	5.88	6.04	5.78	6.01	6.22	6.18
	阳离子交换量（cmol ⁺ /kg）	12.23	14.78	15.34	15.71	13.98	13.54	16.35	15.21
	氧化还原电位（MV）	411	410	421	416	423	415	423	416
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.29	1.53	1.53	1.25	1.16	1.40	1.36	1.34

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)	
GY1-Q9-H26 (引用)	

4.7.3 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 3 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 T9—T10 引用《大庆古龙页岩油古页 1 井区 Q9 油层下段产能建设项目环评报告书》(2025 年 12 月 4 日和 2026 年 2 月 1 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 土壤环境现状监测点位

序号	监测点	经度	纬度	备注	占地类型
T1	GY2-Q9-H94 井永久占地内	124°15'56.5779"	45°52'44.7019"	占地内柱状样	耕地（黑钙土）
T2	拟建 GY16-O9-H86 井永久占地内	124°19'15.1316"	45°47'59.9622"	占地内表层样	草地（风沙土）
T3	拟建 GY20-O9-H47 井永久占地内	124°17'28.1530"	45°59'21.4152"	占地内表层样	耕地（草甸土）
T4	拟建 GY1-09-101 井永久占地内	124°14'01.8251"	46°08'57.9285"	占地内表层样	草地（碱土）
T5	古 1-3#中心井场至古 1-1#中心井场管线临时占地内	124°18'06.4295"	46°08'00.7746"	占地外表层样	耕地（草甸土）
T6	古 1-6#井场至古 1-5#井场管线临时占地内	124°14'30.7728"	46°06'40.6271"	占地外表层样	草地（碱土）
T7	古页 2202H-Q9 中心井场至 3-1#中心井场管线临时占地内	124°13'57.0488"	46°05'44.6941"	占地外表层样	耕地（风沙土）
T8	GY1-09-H117 井至 1-5#井场管线占地内	124°14'58.7052"	46°05'49.3196"	占地外表层样	草地（碱土）
T9	已建 3-1#中心井场永久占地内	124.22208055	46.08776996	占地内柱状样	建设用地
T10	已建 1 号试验站永久占地内	124.20846999	46.06205382		建设用地
T11	拟建 GY1-Q9-H2 井场永久占地内	124.25527720	46.17472465		草地（草甸土）
T12	拟建 GY1-Q9-H26 井场永久占地内	124.215889	46.0610823		耕地（风沙土）

(2) 监测项目

T1、T9、T10: 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]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并

[1,2,3-cd]芘、萘

T2-T4、T12: pH 值、石油类、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、砷、六价铬、汞、含盐量

T5-T8: 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 日和 2026 年 2 月 1 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 (1) 占地范围内土壤现状监测结果表

检测项目	标准值	单位	GY2-Q9-H94 井永久占地内			拟建 GY16-O9-H86 井永久占地内	拟建 GY20-O9-H47 井永久占地内	拟建 GY1-O9-101 井永久占地内
			0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
pH	--	无量纲	5.87	6.12	5.97	6.24	5.88	6.04
铬(六价)	5.7	mg/kg	2L	2L	2L	2L	2L	2L
砷	60	mg/kg	7.8	7.4	7.4	6.7	5.1	5.4
镉	65	mg/kg	0.20	0.21	0.14	/	/	/
铜	18000	mg/kg	7.8	7.4	7.4	/	/	/
铅	800	mg/kg	0.20	0.21	0.14	/	/	/
汞	38	mg/kg	7.8	7.4	7.4	0.445	0.436	0.414
镍	900	mg/kg	0.20	0.21	0.14	/	/	/
四氯化碳	2.8	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
氯仿	0.9	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
氯甲烷	37	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
二氯甲烷	616	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/

1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
四氯乙烯	53	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
三氯乙烯	2.8	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
氯乙烯	0.43	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
苯	4	mg/kg	0.0031L	0.0031L	0.0031L	/	/	/
氯苯	270	mg/kg	0.0039L	0.0039L	0.0039L	/	/	/
1,2-二氯苯	560	mg/kg	0.0036L	0.0036L	0.0036L	/	/	/
1,4-二氯苯	20	mg/kg	0.0043L	0.0043L	0.0043L	/	/	/
乙苯	28	mg/kg	0.0046L	0.0046L	0.0046L	/	/	/
苯乙烯	1290	mg/kg	0.0030L	0.0030L	0.0030L	/	/	/
甲苯	1200	mg/kg	0.0032L	0.0032L	0.0032L	/	/	/
间, 对二甲苯	570	mg/kg	0.0044L+ 0.0035L	0.0044L+ 0.0035L	0.0044L+ 0.0035L	/	/	/
邻-二甲苯	640	mg/kg	0.0047L	0.0047L	0.0047L	/	/	/
苯胺	260	mg/kg	0.09L	0.09L	0.09L	/	/	/
2-氯酚	2256	mg/kg	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	/
硝基苯	76	mg/kg	0.06L	0.06L	0.06L	/	/	/
苯并(a)蒽	15	mg/kg	0.004L	0.004L	0.004L	/	/	/

苯并(a)芘	1.5	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/
苯并(b)荧蒽	15	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/
苯并(k)荧蒽	151	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/
蒽	1293	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
二苯并(a,h)蒽	1.5	mg/kg	0.005L	0.005L	0.005L	/	/	/
茚并(1,2,3-cd)芘	15	mg/kg	0.004L	0.004L	0.004L	/	/	/
萘	70	mg/kg	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	3.6	3.7	3.9	3.3	3.4	3.4
石油烃 (C ₆ -C ₉)	/	mg/kg	3.80	3.66	3.45	3.36	3.31	3.34
石油类	/	mg/kg	7.91	8.08	7.93	7.91	8.60	8.96
含盐量	/	g/kg	1.2	1.5	1.3	1.3	1.3	1.2

表 4.7-4 (2) 占地范围内土壤现状监测结果表

检测项目	标准值	单位	已建 3-1#中心井场永久占地内			已建 3-1#中心井场永久占地内			拟建 GY1-Q9-H2 井场永久占地内			拟建 GY1-Q9-H21 井场永久占地内		
			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
铬(六价)	5.7	mg/kg	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	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
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
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	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2,2-五氯乙烷	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+0.0035L	0.0044L+0.0035L	0.0044L+0.0035L	0.0044L+0.0035L	0.0044L+0.0035L	/	/	/	/	/	/
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	/	/	/	/	/	/
萘	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
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
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
含盐量	/	g/kg	/	/	/	/	/	/	0.3	0.5	0.3	1.01	0.381	0.146

表 4.7-5 占地范围外土壤现状监测结果

检测项目	标准值	单位	古 1-3#中心井场至古 1-1#中心井场管线临时占地内	古 1-6#井场至古 1-5#井场管线临时占地内	古页 2202H-Q9 中心井场至 3-1#中心井场管线临时占地内	GY1-09-H117 井至 1-5#井场管线占地内
镉	0.3	mg/kg	0.13	0.14	0.17	0.15
汞	2.4	mg/kg	0.332	0.340	0.335	0.430
砷	30	mg/kg	5.4	4.3	4.6	7.3
铅	120	mg/kg	37	40	39	39
铬	200	mg/kg	52	51	51	52
铜	100	mg/kg	14	14	16	15
镍	100	mg/kg	34	35	34	33
锌	250	mg/kg	61	58	58	57
pH	6.5~7.5	无量纲	5.78	6.01	6.22	6.18
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg	3.8	3.4	3.2	3.6
石油烃 (C ₆ -C ₉)	/	mg/kg	3.60	2.97	3.40	3.76
石油类	/	mg/kg	7.71	8.81	7.34	7.14
含盐量	/	g/kg	1.3	1.0	1.2	1.3

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 4.7-6 和表 4.7-7。

表 4.7-6 (1) 占地内土壤环境质量现状指数 (Ki) 评价结果

检测项目	GY2-Q9-H94 井永久占地内			拟建 GY16-O9-H86 井永久占地内	拟建 GY20-O9-H47 井永久占地内	拟建 GY1-O9-101 井永久占地内
	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
砷	0.1300	0.1233	0.1233	0.1117	0.0850	0.0900
镉	0.0031	0.0032	0.0022	/	/	/
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜	0.0004	0.0004	0.0004	/	/	/
铅	0.0003	0.0003	0.0002	/	/	/
汞	0.2053	0.1947	0.1947	0.0117	0.0115	0.0109
镍	0.0002	0.0002	0.0002	/	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.01

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	已建 3-1#中心井场永久占地内	已建 3-1#中心井场永久占地内	拟建 GY1-Q9-H2 井场永久占地内	拟建 GY1-Q9-H21 井场永久占地内
砷	0.16	0.20	0.19	0.03
镉	0.003	0.004	/	/
铜	0.001	0.001	/	/
铅	0.06	0.06	/	/
汞	0.01	0.01	0.01	0.001
镍	0.05	0.05	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.01	0.01	0.01	未检出

表 4.7-7 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	古 1-3#中心井场至古 1-1#中心井场管线临时占地内	古 1-6#井场至古 1-5#井场管线临时占地内	古页 2202H-Q9 中心井场至 3-1#中心井场管线临时占地内	GY1-09-H117 井至 1-5#井场管线占地内
1	镉	0.2167	0.2333	0.2833	0.2500
2	汞	0.0976	0.1000	0.0985	0.1265
3	砷	0.2160	0.1720	0.1840	0.2920
4	铅	0.2176	0.2353	0.2294	0.2294
5	铬	0.2080	0.2040	0.2040	0.2080
6	铜	0.1400	0.1400	0.1600	0.1500
7	镍	0.1789	0.1842	0.1789	0.1737
8	锌	0.2033	0.1933	0.1933	0.1900
9	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	0.0010	0.0010	0.0010	0.000

监测点位中含盐量为 0.146~1.5，平均值 $0.95 < 1$ ，pH5.78~7.63，平均值 6.45， $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ ，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-T4、T9-T12 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，T5-T8 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。地表水体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

本工程周围分布的地表水体主要有大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、北兴泡子、连南引水渠道和南部引嫩总干渠，由于本次评价调查期间为枯水期，地表水体基本已干涸，达不到取样条件，因此监测数据分别引用《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），同时已建项目均未涉及涉水施工，产生的各类污染物均进行了收集并处理未排入周围地表水体，同时地表水体附近未发生泄漏等风险事故，因此引用合理。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-H103 东北侧 1.065km	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 1.08km	
W3	大哈拉乌苏	124.2282752	46.14379186	GY1-Q9-H101 东南侧 0.41km	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》；2023 年 11 月 9 日-11 月 11 日
W4	狐狸洞泡	124.215111	46.10280771	拟建管道南侧 0.125km	
W5	南部引嫩总干渠中游 1	124.2073195	46.07918917	GY1-Q9-H120/GY1-Q9-H121 西南侧 0.695km	引用；《2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目环境影响报告书》；2023 年

序号	监测点位	经度	纬度	与本工程位置关系	备注
					10月9日—11日
W6	西格勒吐泡子泡中心	124.285326	46.08668594	拟建管道西侧 1.84km	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
W7	北兴泡子中心	124.33077735	46.12588355	拟建管道南侧 0.02km	

4.8.2 监测因子

石油类、NH₃-N、COD_{cr}、BOD₅、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），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，南部引嫩总干渠监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，其余地表水体未划分功能区划，监测结果留作背景值。

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
	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
	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
	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
总铬 (mg/L)	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	/	/

监测点位	狐狸洞泡			北兴孢子中心			西格勒吐孢子泡中心			标准限值	达标情况
	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		
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			标准限值	达标情况
	中游	中游	中游		
采样时间	2024.11.21	2024.11.22	2024.11.23		
pH	7.8	7.8	7.7	6-9	达标
悬浮物 (mg/L)	17	15	13	/	/
COD(mg/L)	22	26	24	40	达标
BOD5(mg/L)	7.1	8.3	7.7	10	达标
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.1	达标
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.1	达标

监测点位	南部引嫩总干渠			标准限值	达标情况
	中游	中游	中游		
采样时间	2024.11.21	2024.11.22	2024.11.23		
LAS(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.3	达标
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	1.0	达标
氨氮 (mg/L)	0.297	0.291	0.280	2.0	达标
总铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	/	/
总氮 (mg/L)	/	/	/	2.0	达标
铅 (μg/L)	2.5L	2.5L	2.5L	100	达标
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	100	达标
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	1	达标
镉 (μg/L)	0.5L	0.5L	0.5L	10	/
镍 (mg/L)	0.0187	0.0161	0.0161	/	达标
总磷 (mg/L)	0.06	0.07	0.09	0.4	达标

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，所在区块为古页 1 井区从 2020 年开始规划开发。本项目周边区域内主要为农田、草地、村庄以及油田配套生产设施，油田配套生产设施主要包括油井井场、集油管线、集气管线、1 号试验站等，同时包括在建工程，主要包括钻井、压裂、试油，正在建设的道路、油气管道和油气中心处理站等，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、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（在建），主要废气为 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（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、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（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、BOD₅、SS、NH₃-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体。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。

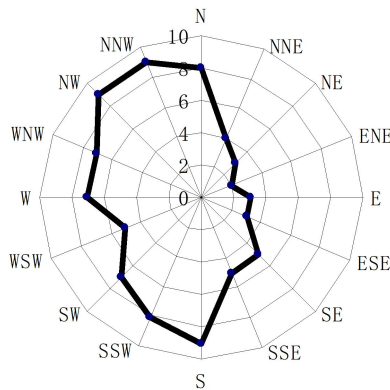


图5.1-1 全年风向玫瑰图

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井场施工扬尘、钻井时柴油机排放的废气、试油放空以及应急放喷废气、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

根据类比有关项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m 范围内，中心处浓度为 5~10mg/m³；施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是 1.0mg/m³），在 200m 处基本恢复到背景值。

施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输会产生道路扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

通过采取以上措施，产生的扬尘可降至1.0mg/m³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) 柴油机燃烧烟气

本项目钻井期间使用柴油机驱动，主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物。根据工程分析核算结果，单井柴油机污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值；施工时使用高品质柴油，调节好柴油机运行工况，距离本项目钻井施工建设场地最近环境保护目标为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井西北侧 300m 东北侧处的北兴分场，由于项目开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着施工工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(3) 试油放空以及应急放喷废气

试油过程中地层流体经地面气液分离器装置分离后，原油通过管线进储油罐回收储存，伴生天然气通过放空火炬燃烧，一般属短期排放，排放量较少。根据开发方案预测，单井最大放空气量为 $6065\text{m}^3/\text{d}$ ，试油时间平均为 3d，合计 36 口井的放空气量为 $6.56 \times 10^5\text{m}^3$ 。钻井进入含油层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即应急放喷时间短，属临时应急排放，排放量较少。试油放空以及应急放喷废气经燃烧后无组织排放，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他控制要求，即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。

（4）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目较小，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。

（5）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。

综上所述，项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆废气、钻井时柴油机排放的废气和试油放空以及应急放喷废气，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，柴油发电机排放的废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值，试油放空以及应急放喷废气经燃烧后无组织排放，满足《陆上石油天然气开采工

业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他控制要求，同时施工期的影响是短暂的，待施工结束后随之消失，区域大气环境及环保目标影响较小。

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和甲醇。

（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 36 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 0.002362t/a。本项目共基建 36 口油井，计算出非甲烷总烃挥发量合计为 0.0209t/a。

具体污染源参数见下表。

表 5.1-1 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	124.226335°	46.106679°	130	40	40	30	3	8760	正常	非甲烷总烃

										0.002362
2 井式平台井场	124.296474°	46.130641°	129	48	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.004724
3 井式平台井场	124.314881°	46.130537°	127	56	40	15	3	8760	正常	非甲烷总烃 0.007086

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 5.1-2。

表 5.1-2 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》
甲醇	1 小时平均	3	《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D

(2) 估算模型参数

估算模型参数表见表 5.1-3。

表 5.1-3 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 checked="" 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 checked="" 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，无组织排放主要污染源估算模型计算结果见下

表 5.1-4。

表 5.1-4 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	/	/	/	/
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 0.22%， $P_{max} < 1\%$ 。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三级。

5.1.3.3 污染物排放量核算

三级评价项目不进行进一步预测与评价，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 5.1-5~6。

表 5.1-5 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/m ³)	
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	0.0209
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		0.0209t/a	

表 5.1-6 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	0.0209

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三级，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

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及作业时烃类气体的溢散，检修作业时提前进行压井并安装防喷器能够有效抑制烃类气体溢散，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，不进行非正常排放量核算。

5.1.3.6 评价结论

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，对项目周围大气环境影响较小。

5.1.4 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

5.1.4.1 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

- (1) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- (2) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；
- (3) 在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度。

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

5.1.4.2 车辆尾气

本项目退役期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.2 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

5.2.1.1 钻井施工地下水环境影响分析

(1) 钻井过程对地下水环境影响分析

钻井期间为将钻遇含水层时对地下水可能产生的影响降至最小，本工程一开直采用环保型水基钻井液，一开钻完后下入表层套管，表层套管下至地下含水层底界 10m 以下稳定地质层（泥岩段），本工程套管下入后注入固井水泥，固井水泥从套管环空返至地面，完全封闭地下含水层，保证地下水水质安全。二开采用油基钻井液，此时由于地下含水层已被表层套管和固井水泥环封闭，正常情况下二开使用的钻井液不会进入地下含水层，不会对地下含水层造成污染。因此钻进过程中对地下水可能产生影响的过程集中在一开，本工程一开钻进时间为 36h，下表层套管及固井时间为 60h，钻井过程中钻穿含水层时间较短，不会对地下水水质造成较大影响。

本项目水基钻井废水、水基废弃钻井泥浆及钻井岩屑通过罐车拉运至第九采油厂 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理；产生的压裂返排液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，出水水质处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）出水水质（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）的要求，全部进行复配压裂液循环利用；油基钻井废水、废弃油基钻井泥浆（HW08）、油基岩屑（HW08）等由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。

(2) 钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐和废油基泥浆罐区等对地下水影响分析

本项目钻井时期在各井场设置钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐和废油基泥浆罐区等，均属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-11} \text{cm/s}$ ，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“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。由于柴油罐、油基泥浆循环罐、废油基泥浆罐均为

地上罐，发生泄漏后能够及时发现并处理，加之罐区进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

（3）钻井液材料房、钻井作业区域、发电机房对地下水影响分析

柴油罐区、油基泥浆循环罐和废油基泥浆罐区、泥浆循环罐区、水基泥浆槽属于重点防渗区，铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-11} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。钻井液材料房按照 GB18697-2023 要求划分贮存分区，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施。通过上述措施后，发生渗漏不会对地下水产生大的影响。

（4）其他材料房、泥浆循环罐区、水基泥浆槽、生活污水收集池、井场地面等对地下水环境影响分析

钻井液材料房、其他材料房、生活污水收集池、井场地面属一般防渗区，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求。

（5）井场对地下水环境影响分析

施工期井场其他区域为简单防渗区，采取地面平整夯实等地面硬化措施进行简单防渗；施工期压裂作业区域为重点防渗区，压裂作业区域在作业期间铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-11} \text{cm/s}$ 。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井污水进入井场设置的水基泥浆槽中与废钻井泥浆、钻井岩屑均拉运至第九采油厂 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理；产生的压裂返排液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，出水水质处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）出水水质（含油量 $\leq 20 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20 \text{mg/L}$ ）的要求，全部进行复配压裂液循环利用；油基钻井废水、废弃油基钻井泥浆（HW08）、油基岩屑（HW08）等由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；生活污水排入井场设置的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处理，对周围地下水影响较小。因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

因此，项目正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

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 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ 的要求。

本项目运营期间依托场站不新增员工，无新增生活污水排放。员工生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水池，定期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

5.2.2.1 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期非正常状况主要为钻井过程中发生卡钻、钻孔偏斜、井喷、井漏及泥浆罐/槽泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

(1) 泥浆罐/槽泄漏

每座井场设置 1 个 100m³ 水基钢制泥浆槽、1 个 100m³ 水基钢制泥浆槽、1 个 100m³ 废油基泥浆罐、1 个 40m³ 水基泥浆循环罐、1 个 40m³ 油基泥浆循环。施工期井场泥浆罐/槽如果发生泄漏，泥浆首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响。本工程泥浆罐/槽均为地上设置，且均采取重点防渗措施，基本不会出现泄漏污染地下水的情况。

(2) 卡钻

钻井过程中卡钻最常见的为粘吸卡钻，原因包括井壁上有滤饼的存在，钻井液中的固相颗粒吸附在岩石表面形成滤饼，以及地层孔隙压力和钻井液液柱压力的压差存在等因素。钻井液中预防和处理粘吸卡钻的方法包括使用中性或阳离子体系钻井液、搞好固控工作、近平衡压力钻进、使用合理的钻柱结构、强力活动、震击解卡、降压解卡法等；本工程在钻井期间加强钻井液管理，严格控制钻井液失水。使用好固控设备，清除钻井液中的无用固相含量，保持井筒清洁畅通。同时确保钻井液性能符合设计要求，保持井壁稳定，防止钻铤、钻头与稳定器泥包。钻进期间副司钻要密切注视泵压的变化，如有异常应停钻检查。钻进期间司钻要认真观察立管压力表、指重表，结合转盘负荷和机械钻速综合判断井下情况。如有异常，应立即起钻检查。遇阻遇卡井段仔细划眼，修整井壁。起钻前充分循环钻井液，起下钻遇阻应上提下放活动钻具，控制上提大钩拉力，避免将钻具卡死，必要时循环或倒划眼。钻开油气层后钻具在油气层井段内静止时间不应超过 5min，活动钻具时每次活动距离不小于 5m。钻井发生卡钻事故时会导致钻进受阻但不会对地下水产生影响。

(3) 钻孔偏斜

钻井过程中由于钻孔偏斜可能会导至二开时在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染。本工程在钻井过程中采取天车、转盘、井口中心偏差不大于 10mm；钻具结构应符合设计要求，稳定器安放位置符合要求，外径要符合标准，在钻铤和方接头数量不够时

不应开钻；一开打方钻杆时，用 40r/min~50r/min 转速，轻压钻进，确保井口开直；打完方钻杆后，在钻铤未加足以前，按井内实际钻铤重量的 70% 加钻压，等钻铤打完后，再按设计参数钻进；钻进过程中要操作平稳，送钻均匀，不应超压钻进；每钻进 200m~250m 要进行单点测斜，当井斜角接近不同井深所允许的最大井斜角时要加密测斜，如继续增斜应采取相应的降斜措施。通过采取以上措施可避免钻孔偏斜事故的发生，不会对地下水环境产生影响。

(4) 井喷

钻井时发生井喷事故时可能会导致油水落地，由于钻井时安装井控措施，同时井场铺设防渗布，设置放喷汇管，一但发生井喷事故时及时关闭井口，同时经汇管进行放喷降低井内压力，在发生井喷事故后及对落地油水进行回收，不会对地下水造成较大影响。

(5) 井漏

钻井期间为将钻遇含水层时对地下水可能产生的影响降至最小，本工程一开采用环保型水基钻井液，一开钻完后下入表层套管，表层套管下至地下含水层底界 10m 以下稳定地质层（泥岩段），本工程套管下入后注入固井水泥，固井水泥从套管环空返至地面，完全封闭地下含水层，保证地下水水质安全，同时钻井液中填加堵漏剂，防止钻井液漏失。二开采用油基钻井液，此时由于地下含水层已被表层套管和固井水泥环封闭，正常情况下二开使用的钻井液发生漏失不会进入地下含水层，不会对地下含水层造成污染。因此钻进过程中对地下水可能产生影响的过程集中在一开，本工程一开钻进时间为 36h，下表层套管及固井时间为 60h，钻井过程中钻穿含水层时间较短，不会对地下水水质造成较大影响。

5.2.2.2 运行期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、集气管道产生的清管废渣。

油井作业过程中铺设 2mm 厚聚氨脂防渗布构筑防渗层，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。

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。

虽然油田在开发建设过程采取了一系列的环境保护措施保护地下水环境，但油田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，如油井套管泄漏、集输管道泄漏等可能对地下水环境产生不利影响。本次评价将针对上述情况进行预测。

（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最高为 123.1t/d，使用双层套管，表层套管下入深度为 1061m，位于该区域承压含水层以下，套管内径约为 244.5mm，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 1.9MPa，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 1.38kg/s，含水率为 89.6%，则原油泄漏量为 0.14kg/s，类比同类项目可知，泄漏液体中石油类浓度约为 500mg/L，由于

套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho}}$$

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。

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

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，m²/d；

D_T ——横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

D_T ——横向 y 方向的弥散系数，m²/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 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.03\text{m}^2/\text{d}$ ，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

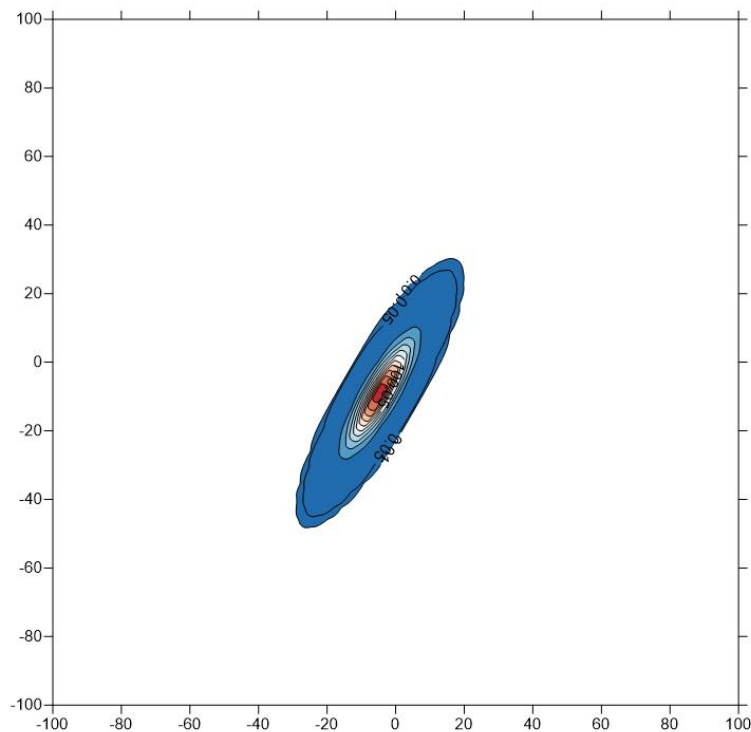


图 5.2-1 套管泄漏 100d 石油类浓度等值线分布图

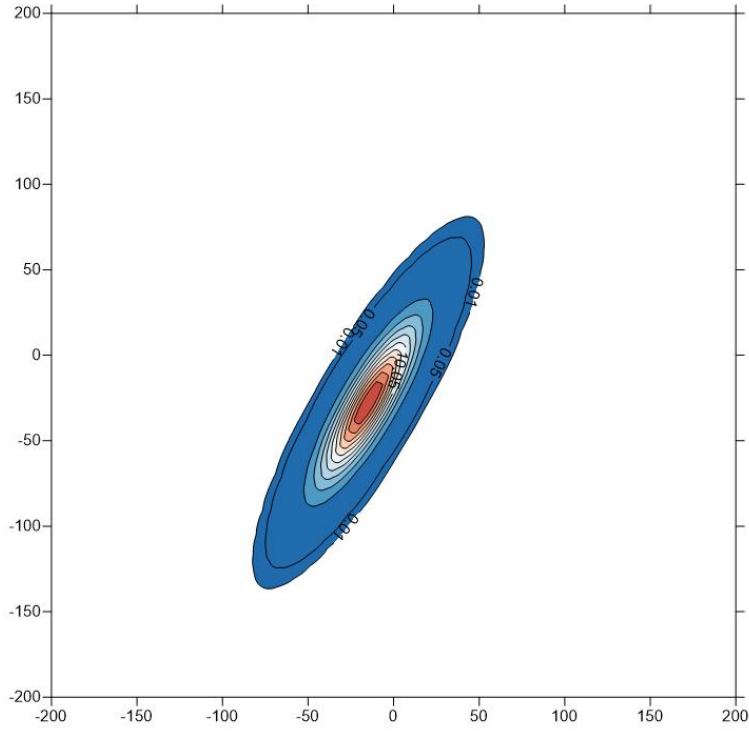


图 5.2-2 套管泄漏 1000d 石油类浓度等值线分布图

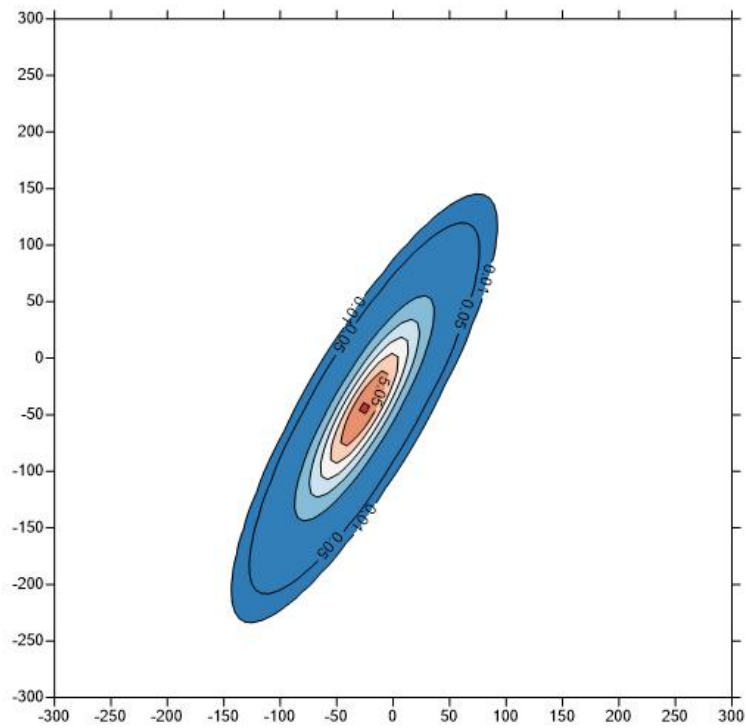


图 5.2-3 套管泄漏 3650d 石油类浓度等值线分布图

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、138.4m、268.7m，距本区块最近保护目标为拟建 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井西侧 350m 的北兴分场饮用水源井，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 $\Phi 114mm$ ，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 $0.0001m^2$ ，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 0.13g/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。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}} e^{-\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]} \quad \beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/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=1.5×0.0003=0.00045m/d，有效孔隙度 n 为 0.336；横向弥散系数为 0.05m²/d，纵向弥散系数为 0.5m²/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	21.9	802.6	22.4	860.3
	1000 天	70.5	8050.4	73.0	8530.8
	3650 天	136.7	28242.8	141.0	31534.6

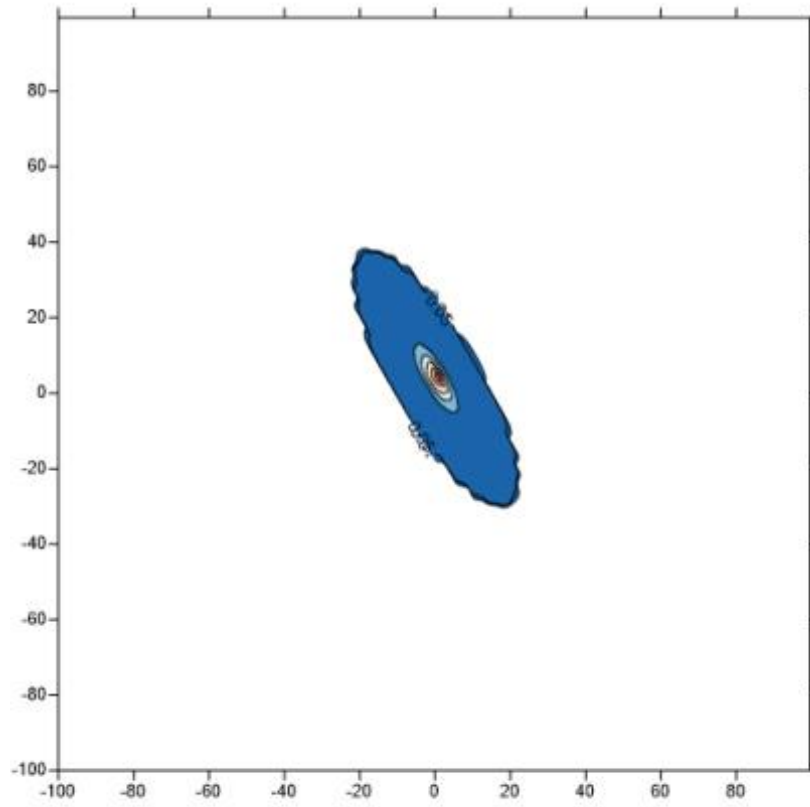


图 5.2-4 集油管道泄漏 100d 石油类浓度等值线分布图

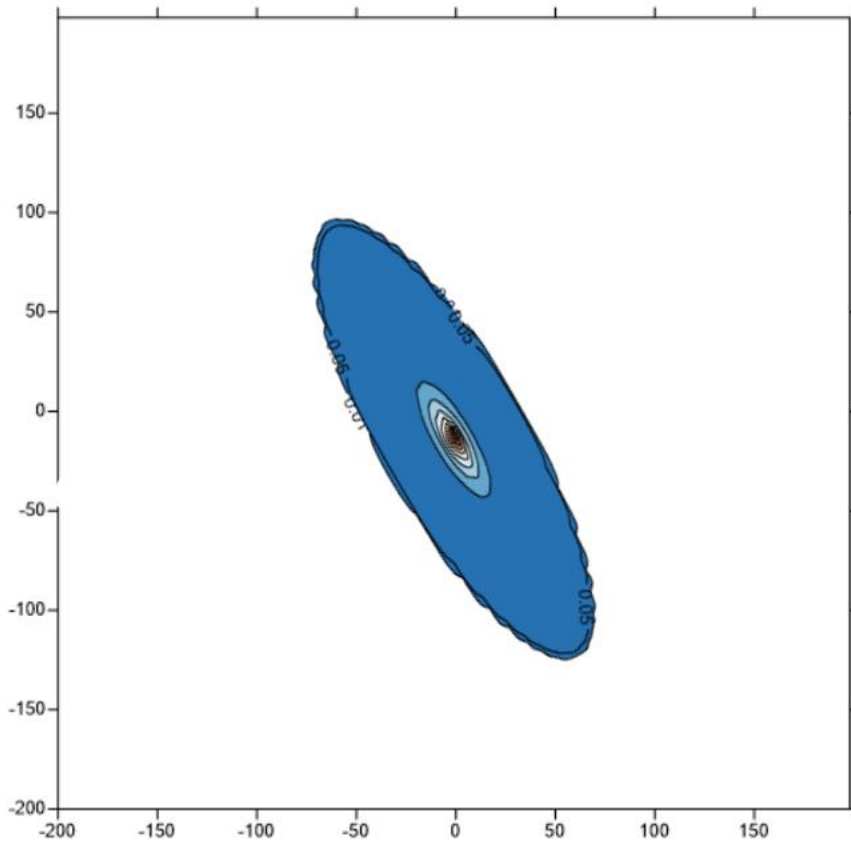


图 5.2-5 集油管道泄漏 1000d 石油类浓度等值线分布图

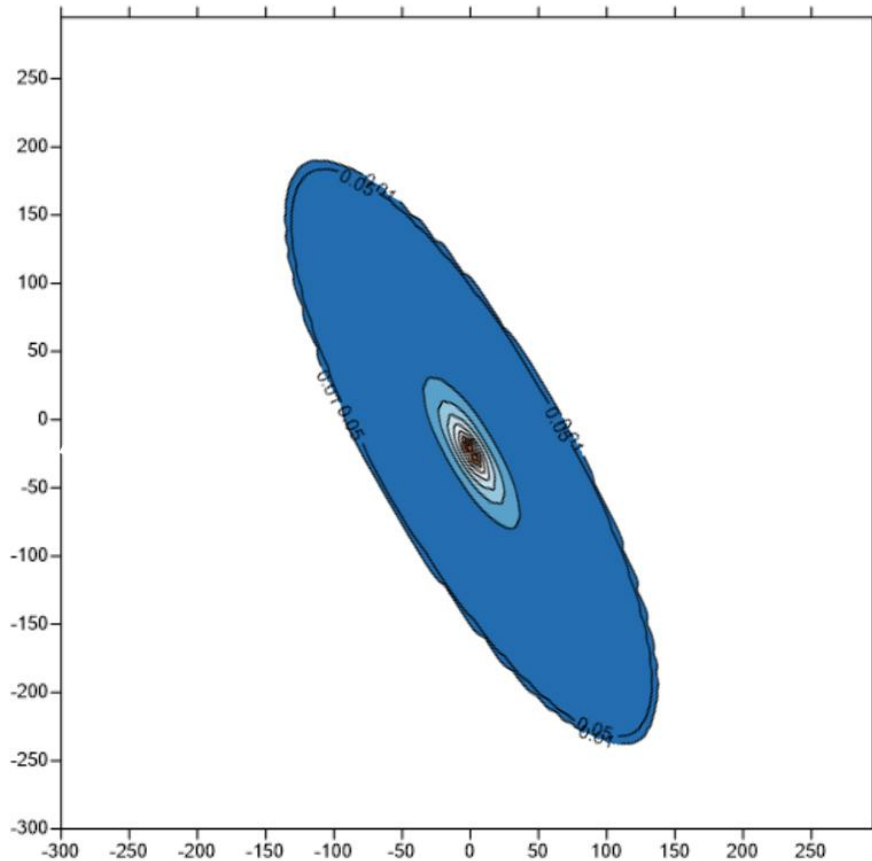


图 5.2-6 集油管道泄漏 3650d 石油类浓度等值线分布图

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、3650d 的污染物迁移距离分别为 21.9m、70.5m、136.7m，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拟建 GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 平台井管线西侧 400m 的英格地房子集中水源井，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统，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 GY1-Q9-H109 至古页 2202H-Q9（老井）的集油支线Φ114mm~1.92km，全部断裂来进行计算，则 10min 泄漏油量为 200t，管道内液体最大存在总量为 $0.057^2 \times 3.14 \times 1920 = 19.59\text{t}$ ，计算得该管道全部断裂时液体泄漏量为 219.59t，泄漏液体中石油类浓度约为 500mg/L，则石油类泄漏量为 0.11t。

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。

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

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 。

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 $u=Ki=1.5 \times 0.0003=0.00045\text{m/d}$ ，有效孔隙度 n 为 0.336；横向弥散系数为 $0.05\text{m}^2/\text{d}$ ，纵向弥散系数为 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ 。化学反应常数为 0。

⑤预测结果

集油管道破裂泄漏 100d、1000d 和 3650d 对地下水的影响预测结果见

表 5.2-3、图 5.2-7~5.2-9。

表 5.2-3 集油管道破裂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	超标面积 m ²	最远影响距离 m	影响面积 m ²
石油类	100 天	23.0	940.5	24.4	1134.7
	1000 天	59.8	6787	67.4	8575.1
	3650 天	96.4	18526.2	117.6	25364.9

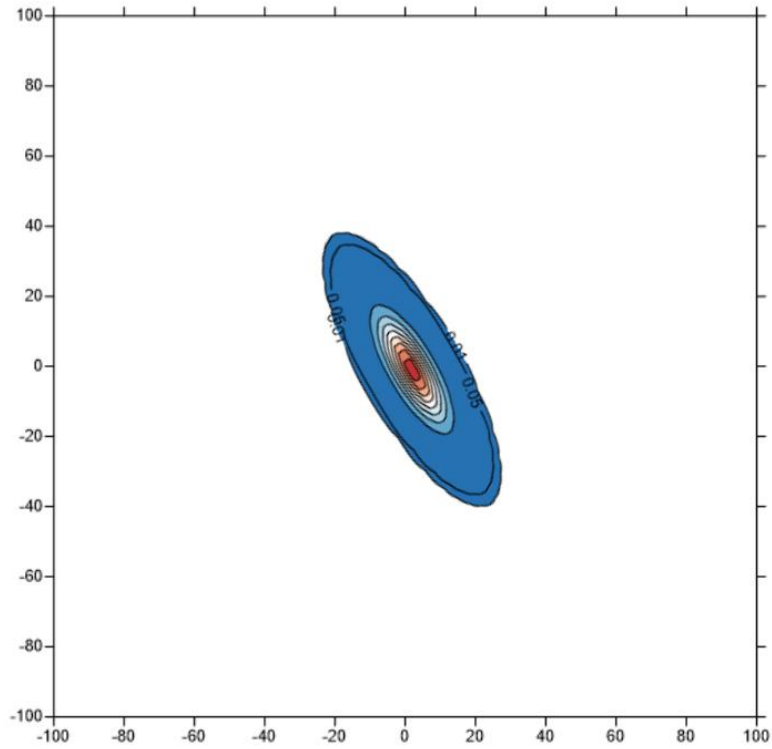


图 5.2-7 集输管道破裂后 100d 地下水中石油类浓度等值线分布图

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、3650d 的污染物迁移距离分别为 23.0m、59.8m、96.4m，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拟建 GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 平台井管线西侧 400m 的英格地房子集中水源井，对地下水环境保护目标影响较小。

5.2.3 退役期

本项目油井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

5.2.4 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

根据现场调查，距本工程较近的地表水体为连南引水渠道（拟建管道穿越该渠）、狐狸洞泡（拟建 GY1-Q9-H115 井东侧、南侧 50m）、大哈拉乌苏泡（GY1-Q9-H107/GY1-Q9-H108 平台井东侧 50m）、北兴泡子（拟建 GY1-Q9-H48 井东侧、南侧 50m），本工程采用定向钻穿越连南引水渠道，井位均位于洪水位线以上，不涉及涉水施工。

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) 钻井期地表水影响分析

① 钻井污水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等，随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。水基钻井废水部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，泥浆不落地系统分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用与废弃钻井泥浆一起处置，处理率达到 100%，处理后综合利用，对地表水影响小。

(2) 压裂返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在井下作业过程中排出的残余压裂返排液中主要含有压裂砂、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水体造成污染。本项目产生的压裂返排液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，出水水质处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）出水水质（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）的要求，全部进行复配压裂液循环利用，不外排，不会对地表水产生影响。

(3) 生活污水

本项目施工期生活污水排入井场设置的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处理，不外排，不会对地表水产生影响。

(4) 井场施工对周围地表水的影响分析

本项目不占用地表水体，周边地表水主要为连南引水渠道、狐狸洞泡、北兴泡子等。项目地表水体周围井场在施工期发生井喷和柴油罐泄漏等事故对周围地表水造成污染影响。事故状态下，井喷事故、柴油储罐等事故造成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周围地表水环境，就会对其造成严重污染。

项目钻井施工期较短，柴油罐区设置的柴油罐为地上式钢制卧式罐，罐区四周设置可拆装的玻璃钢围堰，采用厚 2mm 高密度聚乙烯膜构筑防渗层。采取以上措施，可将本项目施工期井喷和柴油罐泄漏等事故对周围地表水体的影响降到最低。

此外，项目建设单位应制定对水体的生态保护和污染防治方案，保护水体的自然生态环境，项目地表水体周围井场施工场地布置时将可能造成地表水污染的设备设施（如柴油储罐、钻井液材料房等）布置在远离地表水体的一侧，并在保证施工质量的前提下，尽可能缩短靠近地表水体井场及道路的施工时间。施工结束后及时清理施工场地。

综上，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，且钻井井场采取有效的污染防治措施，本项目对周边地表水体影响较小。

（2）地面工程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。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。管道试压废水洒水抑尘，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。

（3）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。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，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生化站处理后外输至复配接转站回用于井场压裂，不外排。

采取以上措施后，本工程运行期对地表水体基本无影响。

(4) 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，同时井场及油井作业过程中采取了分区防渗措施，在各类储存及处理装置周围设置了围堰，因此发生泄漏事故时可以防止原油或含油污水外泄。如果在运行或作业过程中发现污油、污水泄漏时，应迅速对围堰内的油水进行回收处理，同时对泄漏的装置及时进行维修，防止污油、污水扩散。若油水已进入地表水内，用围油栏将污染水域围住，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。采取以上措施后，本工程事故状态下对区域内地表水体造成污染的可能性极小。

5.3.3 依托污水处理站的环境可行性评价

本工程油井井场采出液经 1 号增压站、2 号增压站、3 号增压站、5 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。本工程建成投产后中心采出水处理站最高负荷率 83.4%，能够满足新增产能需求，具体见表 3.2-11。根据页岩油指挥部提供的初步压裂复配机制，日回用水量最大值 17280~21600m³/d。目前页岩

油有中心站和 2 号站 2 个采出处理站为供水中心。中心站区域日回用水量最大值 8640~10800m³/d, 本工程建成投产生中心站区域产水量为 3745m³/d, 能够全部回用。

5.3.4 退役期地表水环境影响分析

本项目退役期管道、设备清废水用罐车拉运至附近含油污水处理站处理后回注油层, 不会对周边地表水产生影响; 施工人员生活污水进入附近场站生活污水收集系统拉运处理。采取以上措施后, 本项目退役期对地表水环境影响较小。

5.3.5 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

(1) 钻井时期

根据工程分析, 施工期噪声主要产生于钻井施工及其他配套设施建设过程, 主要噪声源包括施工机械车辆噪声、钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、压裂设备噪声等, 对环境的影响是暂时的, 影响时间短。

露天单台机械可视为点源, 本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中无指向性半自由声场点声源几何发散衰减计算公式进行预测计算, 噪声预测模式如下:

$$L_A(r) = L_{Aw} - 20lgr - 8$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

L_{Aw} —点声源 A 计权声功率级，dB (A)；

r —预测点距声源的距离。

同时施工设备采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的多源噪声叠加公式进行预测，如下：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N —室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M —等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

①钻前施工过程

本项目在道路等地面配套设施施工过程中的噪声源主要包括挖掘机、推土机等各种施工机械、设备和运输车辆。

表 5.4-1 钻前噪声源强调查清单 单位：dB (A)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声压级/距声源 距离 5m	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	挖掘机	/	/	/	2	90	/	间歇运行
2	推土机	/	/	/	2	88	/	

施工设备噪声源均按点声源计，其噪声预测模式采用户外声传播衰减计算公式，计算出主要施工机械的噪声在不同距离处的噪声值，见下表。

表 5.4-2 主要施工机械噪声影响预测结果表 单位：dB(A)

序号	施工机械	距声源不同距离处的噪声值								
		5m	20m	40m	80m	100m	150m	200m	300m	400m
1	挖掘机	90	77.98	71.96	65.94	64	60.48	57.98	54.46	51.96
2	推土机	88	75.98	69.96	63.94	62	58.48	55.98	52.46	49.96

本项目钻前施工仅在昼间进行施工，根据现场调查，井场最近敏感目

标为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井西北侧 300m 东北侧处的北兴分场（井场边界以其临时占地范围边界为准），同采取使用低噪声设备，定期对设备进行保养和维护，在采取了上述措施后，井场场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

② 钻井施工过程

钻井施工过程的噪声源主要是钻井用钻机、风机、钻井泵、柴油机、发电机等产生的噪声，按照导则推荐的噪声衰减模式对钻井场地噪声影响范围进行计算，本项目离敏感目标最近的井场为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台，因此选择该井场进行调查，结果见下表。

表 5.4-3 钻井施工过程噪声源强调查清单 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声压级/距声源距离 5m	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机	ZJ-70DB/4500	-21	90	1.5	100	低噪声设备、基础减振等	连续、稳定、昼夜运行
2	风机 1	/	-16	91	1.5	92	隔声、基础减振等	
3	风机 2	/	-22	89	1.5	92	隔声、基础减振等	
4	钻井泵 1	F-1600	9	98	1.5	95	低噪声设备、基础减振等	
5	钻井泵 2	F-1600	-14	97	1.5	95	低噪声设备、基础减振等	
6	钻井泵 3	F-1600	-30	93	1.5	95	低噪声设备、基础减振等	
7	柴油机 1	CAT3512B/SR4B	-4	103	1.5	102	隔声、基础减振等	
8	柴油机 2	CAT3512B/SR4B	-4	96	1.5	102	隔声、基础减振等	
9	柴油机 3	CAT3512B/SR4B	-16	95	1.5	102	隔声、基础减振等	
10	柴油机 4	CAT3512B/SR4B	-18	89	1.5	102	隔声、基础减振等	
11	发电机 1	SR4	-14	96	1.5	102	隔声、基础减振等	
12	发电机 2	SR4	-15	90	1.5	102	隔声、基础减振等	

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	声压级/距声源距离 5m		
13	发电机 3	SR4	-25	88	1.5	102	隔声、基础减振等	
14	发电机 4	SR4	-19	89	1.5	102	隔声、基础减振等	
15	发电机 5	G2752	-17	92	1.5	102	隔声、基础减振等	
16	发电机 6	G2752	-25	80	1.5	102	隔声、基础减振等	
17	发电机 7	沃尔沃	-15	93	1.5	102	隔声、基础减振等	
18	搅拌器	/	-34	83	1.5	90	低噪声设备、基础减振等	
19	振动筛 1	ATL-1000 高·直	-47	53	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	
20	振动筛 2	ATL-1000 高·直	-50	59	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	
21	振动筛 3	ATL-1000 高·直	-58	53	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	
22	振动筛 4	ATL-1000 高·直	-39	45	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	
23	除砂除泥一体机	FLC2000-4P	-8	49	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	
24	离心机 1	LW-500×125-N	-18	95	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	
25	离心机 2	SWACO-518	-16	93	1.5	88	低噪声设备、基础减振等	

注：项目评价以井场西南角顶点为原点（0，0，0）建立坐标系。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，本项目预测钻井施工过程所有噪声源对厂界的影响。根据钻井时期噪声源强调查清单（室外声源），通过噪声预测软件（EIAProN2021）中的噪声衰减分布计算模式计算，本次预测选择离敏感目标最近的井场为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台，其钻井工程噪声贡献值预测结果如下。

表 5.4-4 钻井工程场界噪声预测结果 单位：dB（A）

项目	贡献值	达标情况	
钻井施工场地	厂界东	54.92	达标
	厂界南	53.84	达标
	厂界西	54.90	达标

	厂界北	53.45	达标
--	-----	-------	----

根据上述噪声预测结果，GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台在厂界处的噪声贡献值均能满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）标准要求，对声环境影响较小。

距离本项目钻井施工建设场地最近环境保护目标为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井西北侧 300m 东北侧处的北兴分场（井场边界以其临时占地范围边界为准），钻井施工对周围环境影响较小。

（3）压裂过程

压裂过程的噪声源主要是钻井用压裂车、混砂车等产生的噪声，按照导则推荐的噪声衰减模式对钻井场地噪声影响范围进行计算，本项目离敏感目标最近的井场为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井，因此选择该井场进行调查，结果见下表。

表 5.4-5 压裂施工过程噪声源强调查清单 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声压级/距声源距离 5m	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车 1	/	-6	56	1.5	75	安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	压裂车 2	/	-27	80	1.5	75		
3	压裂车 3	/	-3	100	1.5	75		
4	压裂车 4	/	-40	84	1.5	75		
5	压裂车 5	/	-20	98	1.5	75		
6	压裂车 6	/	-24	91	1.5	75		
7	压裂车 7	/	-40	87	1.5	75		
8	压裂车 8	/	4	109	1.5	75		
9	压裂车 9	/	-29	95	1.5	75		
10	压裂车 10	/	4	84	1.5	75		
11	压裂车 11	/	-31	82	1.5	75		
12	压裂车 12	/	-13	92	1.5	75		
13	压裂车 13	/	-34	90	1.5	75		

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	声压级/距声源距离 5m		
14	压裂车 14	/	6	93	1.5	75		
15	混砂车 1	/	4	91	1.5	90		
16	混砂车 2	/	-40	89	1.5	90		

注：项目评价以井场西南角顶点为原点（0，0，0）建立坐标系。

压裂工程噪声贡献值预测结果如下。

表 5.4-6 压裂工程场界噪声预测结果 单位：dB（A）

项目		贡献值	达标情况
施工场地	厂界东	46.82	达标
	厂界南	44.35	达标
	厂界西	47.11	达标
	厂界北	43.95	达标

本项目施工建设场地最近环境保护目标为 GY8-Q9-H13/GY8-Q9-H14/GY8-Q9-H15 平台井西北侧 300m 东北侧处的北兴分场（井场边界以其临时占地范围边界为准），压裂施工对周围环境影响较小。为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。在采取了上述降噪措施后，压裂工程井场场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），本项目对附近村屯噪声影响较小，压裂工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

压裂机组等大型车辆运输线路主要途经英格地房子等村屯，车辆与临路民房距离约 20-30m，车辆途经居民区时应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

（2）地面建设时期

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 5.4-7 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 5.4-8 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》（GB12523-2011）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、英格地房子、二等户屯和北兴分场，与唐营子村居民住宅最近距离为 45m、与二等户屯居民住宅最近距离为 20m、与北兴分场居民住宅最近距离为 50m，主要施工活动为通进路施工，与英格地房子居民住宅最近距离为 200m，主要施工活动为管道施工。道路施工是在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 3m 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 5.4-9，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》（GB12523-2011）昼间≤70dB 的要求，不会对周围声环境敏感点产生较大影响。

表 5.4-9 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产生的噪声，根据大庆油田产能设备现状，主要噪声源为抽油机等，均为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-10。

表 5.4-10 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

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 5.4-11 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

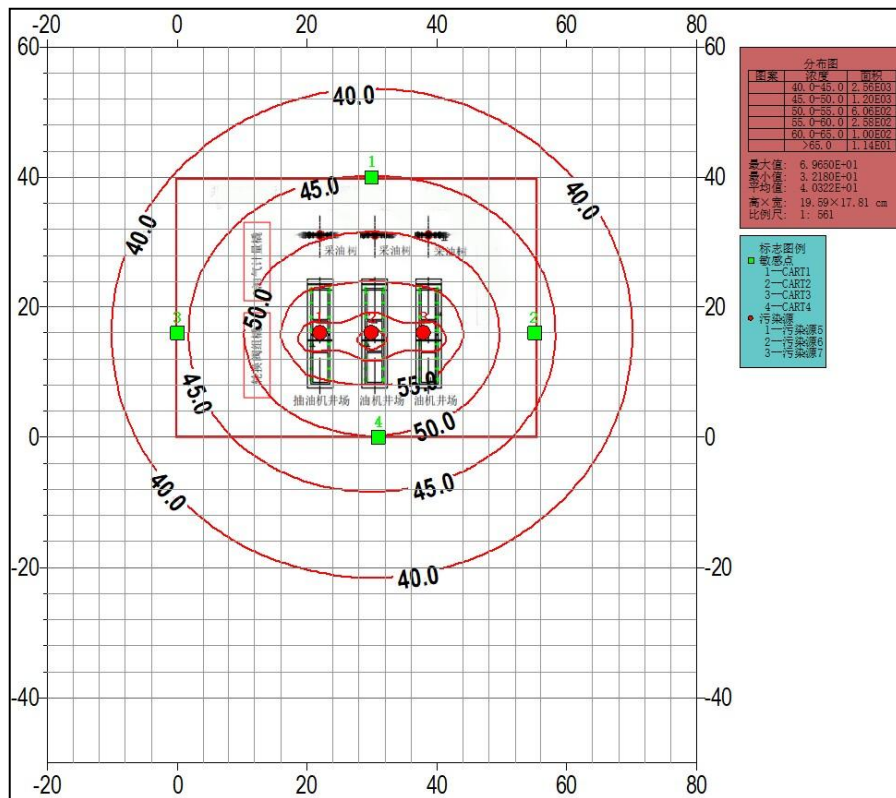


图 5.4-1 平台井场噪声预测图

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≤60dB（A）夜间≤50dB（A））。本项目井场与最近的村屯距离均大于200m，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。

5.4.3 退役期

本项目退役期对声环境的影响主要是在拆除地面设备、封井时由施工机械、车辆造成的。退役期施工机械噪声衰减结果见表5.4-12。

表 5.4-12 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50m	100m	150m	200m
挖掘机	74.68	68.66	57.11	49.38	44.78	41.46
推土机	75.68	69.66	58.11	50.38	45.78	42.46
重型运输车	74.68	68.66	57.11	49.38	44.78	41.46

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在20m以外能够达到《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）昼间≤70dB的要求，项目退役期施工噪声对环境的影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

（1）废弃钻井泥浆及钻井岩屑

废弃水基泥浆和水基岩屑属于一般工业固体废物，按照《固体废物分类与代码目录》（公告2024年第4号）对一般固废进行编码，水基钻井液钻井过程中产生的废弃水基泥浆和水基岩屑一般固体废物代码为071-001-S12。由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。废弃油基泥浆和油基岩屑属于危险废物，废物类别及代码是HW08/071-002-08，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。

（2）废射孔液

本项目新钻 36 口井全部需要射孔，射孔作业过程中产生废射孔液。废射孔液属于危险废物，对照《国家危险废物名录（2025 年版）》中相应分类，其废物类别为 HW08，危险废物代码为 071-002-08。废射孔液与废弃油基泥浆、油基岩屑共同进入含油泥浆收集罐，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。

（3）落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，属于危险废物，废物类别及代码为 HW08/071-001-08。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗土工膜，将作业过程中产生的落地油全部收集到乘装危险废物的专用铁桶内，收集后暂存于井场危险废物贮存点，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。

（4）废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井废水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程中在钻井平台区域铺设防渗布，由于本项目使用有油基钻井液，该部分防渗布容易沾染油基钻井液、油基泥浆、废油等，作为含油废防渗布，属于危险废物，废物类别及代码为 HW08/900-249-08，收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目钻井期井场其他需防渗区域也需铺设防渗布，这部分防渗布不易沾染油基钻井液、油基泥浆、废油等，作为非含油废防渗布，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》，非含油废防渗布代码为 900-099-S59（其他工业生产过程中产生的固体废物），统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。

（5）废润滑油及其包装桶

钻机等设备需定期更换润滑油，属于危险废物，废物类别及代码为 HW08/900-249-08，收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

(6) 管道施工废料

管道施工废料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。

(7) 生活垃圾

产生的生活垃圾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。

施工期产生的固体废物均进行了合理处置，对环境的影响较小。

5.5.2 运行期固体废物环境影响分析

(1) 落地油

本工程油井作业产生的落地油属于危险废物，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。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) 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 退役期

本项目退役集输管道两段封堵后留在地下，不挖出；退役站场、井场拆除的废旧设备、管道全部回收至第九采油厂资产库，拆除作业产生的建

筑垃圾送建筑垃圾转运调配场处置，产生的含油污泥委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置；施工人员产生的生活垃圾送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场进行处理。不会对周围环境产生不良影响。

5.5.4 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，危险废物收集、贮存、运输的一般要求如下：

（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》执行。

（3）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

（5）危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、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。

5.5.4.1 危险废物的收集及储存

本工程产生的含油污泥和落地油不在施工现场贮存，直接由施工人员回收至罐车内，委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置；含油废防渗

布不在施工现场贮存，直接由施工人员收集后送第九采油厂危废贮存库；生化站产生的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储存，定期委托有资质的单位进行拉运处置；清管废渣属于危险废物，不在现场暂存，检修时现场设置钢制筒，委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行拉运处置。

5.5.4.2 危险废物转运

本项目危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输过程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

(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）要求及时向环境保护主管部门报告；

(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，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

5.5.4.3 危险废物处置

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, “环评阶段已签订利用或者委托处置意向的, 应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的, 应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等, 给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

目前建设单位产生的含油污泥和落地油委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单, 该公司有资质处理本工程产生的危险废物。

生化站产生的污泥属于危险废物, 危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物, 代码为 900-210-08 根据大庆市 2026 年 1 月发布的《大庆市危险废物经营单位名单》, 具有处置该类危险废物的单位具体见下表。

表 5.5-1 危险废物处置单位情况表

单位名称	许可证号	核准经营规模
大庆市岗源环保科技有限公司	2306052003	HW08 废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、900-199-08、900-210-08、900-214-08、900-217-08、900-219-08、900-249-08) 14000 吨/年; HW08 废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、072-001-08) 50000 吨/年;
大庆优嘉环保科技有限公司	2306032102	HW08 含矿物油与含矿物油废物(251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-215-08、900-221-08、900-249-08 精炼石油产品制造等产生的含油污泥) 20000 吨/年;
大庆市龙凤区胜徐燃料油有限公司	2306032006	HW08 废矿物油与含矿物油废物 156000 吨/年, HW08 废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-209-08、900-210-08、291-001-08、900-214-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08)
大庆市龙凤区鸿峰源废油处理厂	2306032403	废矿物油 (291-001-08、900-199-08、900-200-08、900-203-08、900-204-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-221-08、900-249-08) 3 万吨/年
大庆市顺兴龙经贸有限公司	2306032106	HW08—废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-201-08、900-210-08、900-221-08、900-249-08) 60000 吨/年
大庆市大展科技有限公司	2306032401	HW08—废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-210-08、900-221-08、900-249-08 沾染矿物油的废弃包装物除外)

		30000 吨/年
大庆圣德雷特 化工有限公司	2306712003	HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、398-001-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08）50000 吨/年

5.5.5 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

5.6 土壤环境影响预测与评价

本工程按照站场和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 钻井施工对土壤的影响

本项目压裂返排液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，处理达标后全部进行复配压裂液循环利用；落地油、油基钻井岩屑等危险废物经收集后，定期交由有资质单位回收处置，正常情况下不会对土壤环境造成污染。事故情况下，土壤污染潜在的影响源包括钻井、井场措施作业等发生污染，其特征因子均为石油烃。

结合以上分析，本项目土壤环境影响类型及途径如下表所示。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	/	/	√	/	/	/	/	/

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

本项目所在地不属于土壤盐化、碱化地区，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）以及《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），本项目的土壤环境影响类型为污染型影响型，土壤环境污染影响主要体现在落地油等泄漏后通过垂直入渗形式对土壤造成污染。本项目土壤环境影响源及影响因子识别见下表。

表 5.6-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染/影响途径	全部污染物指标	特征因子	备注
钻井井场	柴油罐	垂直入渗	柴油	石油烃	事故状态
井场	试油、压裂作业	垂直入渗	落地油	石油烃	事故状态

（1）施工占地对土壤环境的影响

钻井施工期间，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，钻井施工取土时要先将表土单独堆放留存，取土后再覆盖于取土处表面，并在完井后及时进行植被恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

（2）钻井泥浆对土壤的影响

有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m（总碱度），对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场泥浆罐中外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

（3）压裂返排液对土壤影响

项目压裂过程使用压裂液，其主要成分是改性胍胶、润湿改进剂和高温破胶剂等，导致环境污染的有害成分为过硫酸钾等，压裂返排液泄漏可

能会污染土壤。压裂过程产生的压裂返排液，由罐车送至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理，处理后全部进行复配压裂液循环利用。项目在压裂车及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。在采取了以上措施后，压裂返排液对土壤理化性质的影响很小。

（4）柴油储罐泄漏对土壤环境的影响

正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此也不会对周围土壤环境产生影响。

（5）井喷事故对土壤的影响

井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围1km 内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

5.6.1.2 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，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。

5.6.1.3 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。

5.6.1.4 临时占地对土壤影响主要表现

本工程管线敷设过程中，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

5.6.2.1 油井作业对土壤环境的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤。油井作业时

产生的落地油，可能造成油井场附近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。

5.6.2.2 集输管道、井场泄漏对土壤环境的影响

集输管道泄漏、井场撬装设备泄漏等事故时排放的油水量大且集中，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。井场甲醇罐泄漏会导致甲醇进入土壤中，其危害主要表现为降低土壤持水性和透气性，改土壤pH值，影响养分有效性，抑制种子萌发、根系生长，导致植物烂根、枯萎、生长受阻。破坏土壤食物链，降低土壤生态功能。

因此，油田生产中，一定要严防原油及甲醇跑、冒事故的发生，做好分区防渗措施，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对泄漏的油水及甲醇进行回收，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 退役期土壤环境影响分析

本项目退役期集输管道两段采用混凝土封堵后留在地下不再挖出，不会对现有土壤环境造成影响；井场及站场占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤进一步得

到改善。

5.6.4 土壤环境影响类比分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本评价采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取本工程周边已投产的产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本工程对区域内土壤环境的影响。

本工程位于古页 1 井区，该区块已经进行了环境影响评价，《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》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。该项目主要建设内容包括：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，配套建设集输管道、供电及道路等配套工程，与本工程建设内容类似。该项目施工阶段，由于管道、道路施工占用了大量临时占地，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。根据该项目验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

根据《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》，该报告于 2024 年 9 月对项目建设的井场、场站及依托的场和周围共布设 18 个土壤监测点，检测深度 0-3m，根据检测结果，项目特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度值 17-35mg/kg，低于检出限，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）风险筛选值中第二类用地限值要求（4500mg/kg），说明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。

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 108.022hm²，永久占地 14.362hm²，其中永久占用草地（非基本草原）6.5625hm²，永久占用耕地（非基本农田）7.7995hm²。临时占地 93.66hm²，其中临时占用草地（非基本草原）37.3313hm²，临时占用耕地（非基本农田）53.2846hm²，临时占用林地 3.044hm²（人工林地，非天然林和公益林）。占用土地利用类型见下表。

（1）临时占地

临时占地主要为井场，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耕地，永久占地面积为 7.7995hm²，约占整个评价区面积的 0.19%。永久占地占用土地类型为耕地、草地，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 5.7.1-1 本项目占用土地利用类型情况表

建设项目	永久占地 (hm ²)				临时占地 (hm ²)			备注
	草地	耕地	林地	水域	草地	耕地	林地	
井场	1.845	1.587	/	/	14.4	12.24	/	

管线	/	/	/	/	22.9313	41.0446	3.0441	/
道路	4.7175	6.2125	/	/	/	/	/	
合计	6.5625	7.7995	/	/	37.1313	53.2846	3.0441	/
合计	14.362				93.66			
总计	108.022							

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通过对地表植被和土壤结构的破坏，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 14.362hm²，其中永久占用草地（非基本草原）6.5625hm²，永久占用耕地（非基本农田）7.7995hm²。

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	6.5625	45.69	1.32	8.66
2	耕地	7.7995	54.31	7.50	58.50
合计		14.362	100	-	67.16

注：表中参数参考方精云等，1996，我国森林植被生物量和净生产量。

施工期共占用植被面积 13.755hm²，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 93.66hm²，其中临时占用草地（非基本草原）37.3313hm²，临时占用耕地（非基本农田）53.2846hm²，临时占用林地 3.0441hm²（人工林地，非天然林和公益林）。

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	37.3313	39.86	1.32	49.28
2	耕地	53.2846	56.89	7.50	399.63

3	林地	3.0441	3.25	94.8	288.58
	合计	93.66	100	-	737.49

注：表中参数参考方精云等，1996，我国森林植被生物量和净生产量。

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山杨林、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。

(2) 对野生动物资源的影响

本项目工程施工对周边的生态环境造成一定的不利影响，不可避免会破坏和改变周边的自然生境类型和景观类型，会直接影响动物的迁移、觅食、交偶等活动，恶化动物生境的生态环境。施工期对野生动物的影响还表现在施工噪声、灯光及人员活动等，会惊扰野生动物，可能会造成野生动物迁移到工程影响区以外相似的生境；如夜间施工，灯光的照射也会影响动物的生存环境，给它们带来不利影响。

①对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在两个方面：人为活动增加以及施工机械噪声会惊吓、干扰一些鸟类，施工占地对栖息环境的直接破坏。首先，工程占地对乔木林、灌木林的破坏，会导致原本栖息于此的鸟类失去栖息场所，转移到其他乔木林、灌木丛栖息、繁衍。其次，鸟类对声音极其敏感，施工期间的噪声影响包括施工人员噪声及机械噪声影响，这些噪声会导致鸟类觅食、活动时避开施工区域，转移到其他区域范围内活动。但鸟类能凭借自身的飞翔能力离开施工影响区域，寻找适宜的栖息地。施工活动对于伴人活动的一些鸟类，如白鹡鸰、麻雀数量可能会有所增加；而对于其他鸟类可能会产生干扰，导致影响区内对环境较敏感的鸟类的数量减少。夜间施工，灯光的照射会影响夜行性鸟类的活动，给它们带来不利影响。

施工期，人为活动、施工噪声、灯光等会惊吓干扰上述保护鸟类，鸟类会暂时避让到影响区外觅食，由于大部分鸟类活动能力与范围较广，工程施工区域只占鸟类活动和栖息场所的很小一部分，对大多数鸟类的栖息环境和食物数量不会产生明显的影响，故施工期对鸟类的影响较小。

②对兽类的影响

本项目工程对兽类的影响主要体现在三个方面，即工程占地破坏部分兽类的栖息环境、人为活动干扰兽类分布范围。首先，对于工程占地对兽类栖息地的破坏，主要体现在对小型兽类的影响，如占地范围内的巢穴会被直接破坏，占地对植被的破坏导致兽类栖息环境直接改变。夜间施工，灯光的照射会影响兽类的夜间活动，给它们带来不利影响。最后，因施工范围内施工人员的增加，导致区域范围内人为活动频繁，限制了部分兽类的活动范围缩小，或迫使活动范围转移，同时也增加了对兽类滥捕乱猎发生的概率。

经现场调查及查阅相关资料，评价区的生境相似，所记录的兽类多为小型兽类，以啮齿目为主，小型兽类具有较强的适应能力、繁殖快，受到干扰后可寻找到替代生境，因此占地不会使种群数量发生明显波动。同时，在施工期应加强对施工人员的宣传教育和管理工作，禁止滥捕乱猎。

综上所述，项目施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

③对爬行类动物的影响

施工期对爬行动物的影响主要为噪声、振动及人为捕捉将导致区域爬行动物种群数量下降。

据现场调查，评价区爬行类动物主要为蛇类。爬行类动物多生活在人烟稀少、丛林、灌木丛中，工程建设区分布的此类动物稀少，对评价区域爬行类动物影响微弱。由于爬行类对人类威胁的感知能力和迅速逃避能力较强，可以有效避免直接伤害。它们将由原来的生境转移到远离施工区的相似生境生活，虽然会造成施工区周边动物密度的减少，但不会造成整个评价区域爬行动物物种种类的减少。

因此，在严格禁止施工人员捕捉爬行动物情况下，工程建设对爬行类动物的影响较小。

④对两栖类动物的影响

施工期对两栖动物的影响有：环境污染、人为捕捉，这两个方面的因素都可能使两栖动物各物种的种群数量减少。施工活动可能将产生弃土、生活垃圾、生产废水和生活污水，会在周围土壤形成有毒物质，破坏两栖动物栖息地的质量，从而导致它们的生存力和繁殖力下降。同时，施工人员可能会捕获当地两栖动物。

两栖动物迁移能力较弱、对环境的依赖性较强。评价区的两栖动物主要栖息于农田、溪流及附近的草丛中，本项目对两栖动物的主要生境占用面积较小。工程施工时间较短，工程建设影响的范围不大且影响时间短，因此对两栖动物不会造成大的影响。

项目在施工过程中严格执行施工方案及环境保护措施，生活垃圾、施工废水、生产废水和生活污水经严格回收处理，不外排。在施工过程中还要严格规范施工人员的行为，禁止捕获两栖动物。由于评价区内两栖类种类单一，种群密度低，且多为该地区的常见种，故工程施工对两栖类影响较小。

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，施工期，临时占地（含永久占地）面积为 108.022hm²，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 14.362hm²。草地生态系统、农田生态系统、林地生态系统分别减少 8.818hm²、1.646hm²、1.863hm²，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、森林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	7.7995	54.31	53.2846	56.89

类型	工程占用情况			
	永久占地 (hm ²)	占比 (%)	临时占地 (hm ²)	占比 (%)
草地生态系统	6.5625	45.69	37.3313	39.86
森林生态系统	/	/	3.0441	3.25
总计	14.362	100	93.66	100

(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良影响因素主要为施工永久占地、临时占地和施工活动等。

工程占地：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 7.7995hm²，临时占用农田生态系统面积为 53.2846m²，工程建设占用农田生态系统面积适中，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良影响主要为永久占地、施工活动和人为干扰。

工程占地：本工程建设永久占用草地面积为 6.5625hm²，临时占用草地生态为 37.3313hm²，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、生活垃圾等带来的污染，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。

5.7.1.4 对水生生态的影响

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、钻井产生的废水、泥浆，如不经处理而直接排放，钻井岩屑、生活垃圾等固体废弃物如不集中防护和处理，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。本项目产生的钻井废水与钻井泥浆、钻井岩屑在施工过程中不落地，直接由罐车拉运到处置单位进行处理。压裂作业产生的压裂返排液处理后回注。生活污水排入防渗污水池，待施工结束后清运；生活垃圾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。因此，施工期间的钻井废水、压裂返排液、生活污水、生活垃圾等对工程区河段浮游生物的影响较小。

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肇源县境内，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 对湿地的影响分析

本项目周边分布有湿地，均为一般湿地。

由于湿地生态区内水资源充足，水生动物较丰富，又有大片湿地可栖息，通常是多种水鸟的良好觅食地及栖息地，所以道路等施工将不可避免的对湿地保护区内陆野生动物产生影响。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，从而减小对野生动物造成的影响。

评价范围内的湿地多为草甸草原型湿地，距离井场较远，但本项目不涉水，并且防石油泄漏风险能力强。因此不会对湿地保护区造成影响。并且草甸草原型湿地具有较强的自我恢复能力，农田生境湿地受人为作用强，抵抗石油风险能力最强。

5.7.1.10 对公益林的影响分析

本项目土壤环境影响评价范围内有公益林分布，应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制施工范围，注重保护森林资源，对临时占用的公益林地进行补偿和生态恢复。临时占用的公益林树种均为常见树种，占用的面积较小，占用植被类型在周边广泛分布，项目不会导致区域内林地的水土保持和水源涵养功能下降，通过采取施工优化措施和补偿可进一

步降低对占用公益林生态影响。因此，本项目建设对公益林的影响较小，不会改变其生态功能。

5.7.1.11 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 退役期生态影响分析

本工程退役期集输管道两段采用混凝土封堵后留在地下不再挖出，不会对现有生态造成破坏；井场及站场占地通过平整翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤进一步得到改善，区域生态将得到恢复。

5.7.5 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施工场地设置围挡，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；

⑥强化施工期环境管理与监理，增强施工人员环保意识，制定合理的建设施工计划，缩短起尘操作时间，采取集中力量逐项施工方法，坚决杜绝粗放式施工现象发生。

(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运输车辆在通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘污染。

6.1.1.4 柴油机燃烧烟气

(1) 采用低能耗、高效率的柴油机；

(2) 采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放；

(3) 确保施工机械用柴油机尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及2020 修改单中第三阶段标准限值；

(4) 加强对柴油机的保养及维护，保证正常运行，使燃料充分燃烧。

6.1.1.5 试油放空以及应急放喷废气

试油过程中地层流体经地面气液分离器装置分离后，原油通过管道进入罐车直接外运，伴生天然气通过放空火炬燃烧，一般属短期排放，排放量较少。钻井进入含油层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即应急放喷时间短，属临时应急排放，废气排放量较少。

每座井场均建设一个火炬和放喷池，用于处理试油阶段和紧急工况下产生的伴生气，放空火炬高15m，放喷池容积为30m³。试油放空以及应急放喷废气经火炬燃烧后排放，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）其他控制要求。由于拟建项目井场分布区域平坦开阔，且试油放空以及应急放喷废气均经过排气筒点燃后排放，处理后不会对区域环境空气及环境敏感目标造成污染。本项目区域空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

6.1.1.6 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，试油放空以及应急放喷废气经放空管燃烧后无组织排放，污染物排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中有组织及企业边界污染物排放控制要求，柴油机燃烧废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准限值，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。

6.1.2.2 甲醇污染防治措施

（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) 甲醇加注过程采用密闭流程；

(3) 甲醇加注主要是为了防止集气管道冻堵，因此主要在冬季使用，建议夏季将罐内甲醇排空，减少甲醇无组织挥发量。

(4) 定期对甲醇储罐进行检查和维护，减少因跑冒滴漏现象的发生。

6.1.2.3 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，定期排查依托站内储罐，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) 增加评价区绿化面积，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(4) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

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。井场无组织排放的甲醇满足《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。

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 钻井废水污染防治措施

(1) 水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用的随同废弃钻井泥浆进行处置，不外排。油基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用的随同废弃油基钻井泥浆进行处置，不外排。

(2) 钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(3) 开钻前应当在井场周围修筑不低于 20cm 的土护堤，井架、柴油机、振动筛等大型机械下要铺设防渗土工膜，防渗土工膜四周应设置 10cm 高的围堰。

(4) 水基钻井废水与水基钻井泥浆、水基钻井岩屑一并由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，产生的污水通过罐车拉运至龙一联污水处理站处理。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）标准限值要求后，回注油层。油基钻井废水与废弃油基钻井泥浆（HW08）、油基岩屑（HW08）等通过罐车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。

6.2.1.2 压裂返排液污染防治措施

(1) 试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对压裂返排液进行统一收集，入罐率 100%。压裂液应优先在井场内进行循环利用，压裂作业结束后，压裂返排液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。

(2) 压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

(3) 严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

6.2.1.3 生活污水

钻井施工期生活污水排入井场设置的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。地面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。

6.2.1.4 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

(1) 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 $COD \leq 300\text{mg/L}$ 的要求。通过工程分析可知，该站处理能力满足本工程需要，目前该站正在建设中，本工程应在该站验收结束后进行投产。

(2) 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；

(3) 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；

(4) 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；

(5) 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) 地表水体内及附近的井场进行作业时，应设置临时围堰，防止作业时产生地表径流流入地表水体。

(7) 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；

(8) 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水务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

本项目施工期及运营期拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，接受视频监管，视频要求本地保留3个月以上。污水拉运起始单位、接收单位要建立台账。

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 钻井施工期地下水环境保护措施

6.3.1.1 源头控制

从源头上采取控制措施包括两个方面，分别是各类废物循环利用，减少污染物的排放量和在工艺、设备等处采取污染控制措施，将污染物的跑、冒、滴、漏现象降到最低限度。

(1) 井场建设管理要求

①各区块的井建设严格按照《固井作业规程 第1部分：常规固井》（SY/T5374.1-2016）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，

严格回收处理废弃钻井液及各类废弃物；

②各区块的井要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染；

③下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对地下水造成污染；

④加强固井质量及运行管理，定期监测，确保回注水水质合格；

⑤本项目一开使用水基钻井泥浆，避免影响潜水层水质，压裂选用了环境友好型压裂液。

（2）废水收集及回用措施

①钻井废水

水基钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用与废弃钻井泥浆一起处置，处理率达到 100%。同时井场应采取以下收集措施：

1) 井场建设防渗泥浆收集设施，钻井架底座表面有通向泥浆收集设施的导流槽，钻井废水全部排入泥浆收集设施；按规范设计泥浆收集设施布局，泥浆收集设施周围围堰要高过地面 30cm~50cm，保证钻井废水及废弃泥浆不产生溢流现象，做到废水不外排；

2) 油基泥浆循环罐和废油基泥浆罐区、泥浆循环罐区、水基泥浆槽为重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-11} \text{cm/s}$ ；防渗膜必须铺在适当的粘土垫层上，垫层需平坦，无不均匀沉陷，无锐石、树根等能刺穿薄膜的硬物，铺时勿使薄膜受拉，放松为好；

②压裂返排液

本项目油井投产前需进行压裂作业以提高产量，进行压裂作业过程中将产生压裂返排液。

1) 试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对压裂返排液进行统一收集，入罐率 100%。压裂液应优先在井场内进行循环利用，压裂作业结束后，压裂返排液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。

2) 压裂液配置应防止洒漏, 剩余压裂液应回收利用, 不得随意排放; 压裂车出口与井口采用高压密闭连接, 施工中做到密闭作业, 密闭施工。

3) 严格按照操作规程施工, 提高固井质量, 并定期检查。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

3) 生活污水处理

项目建设阶段, 井场施工过程中施工人员产生的生活污水量少且污染负荷轻, 施工人员产生的生活污水排入井场设置的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处理。

6.3.1.2 分区防控

根据预测结果、天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物类型将本项目分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

(1) 污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级, 参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中相关依据确定。

(2) 本项目根据不同区域、不同装置污染物控制难易程度不同。

(3) 《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中, 对建设项目场地地下水污染分区防渗技术的具体要求。

表 6.3-1 包气带防污性能分级

分级	包气带岩石的渗透性能
强	岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定; 岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $10^{-6}cm/s < K \leq 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-2 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, 能及时发现和处理

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	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$,

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
	中-强	难	机污染物	K≤10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行
	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≤10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	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

时序	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	
施工期	钻井	钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区、放喷池	弱-中-强	难	持久性有机污染物	重点防渗区
		危险废物贮存点、废油基泥浆罐区	弱-中-强	难	持久性有机污染物	重点防渗区、危险废物暂存区
		钻井液材料房、生活污水收集池区	弱-中-强	难	其他类型	一般防渗区
		钻井阶段的井场除重点防渗区、危险废物贮存点、废油基泥浆罐区所在区域和一般防渗区以外的其他区域	中-强	易	其他类型	简单防渗区
	压裂、试油	压裂作业区	弱-中-强	难	持久性有机污染物	重点防渗区
		试油作业区	弱-中-强	难	持久性有机污染物	
		危险废物贮存点	弱-中-强	难	持久性有机污染物	重点防渗区、危险废物暂存区
		生活污水收集池区	弱-中-强	难	其他类型	一般防渗区
		压裂、试油阶段的井场除重点防渗区、危险废物贮存点和一般防渗区以外的其他区域	中-强	易	其他类型	简单防渗区

各区域划分情况及防渗措施如下：

地下水实施分区防控，钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区、压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）、试油作业区（包括井口、三相分离器、计量池、储液罐、修井机所在区域）采用 2mm 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）中重点防渗区要求；放喷池采用厚度不小于 200mm、抗渗标号为 P8，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-9} \text{cm/s}$ 抗渗混凝土，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；危险废物贮存点、废油基泥浆罐区铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求；钻井液材料房、生活污水收集池采用 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）中一般防渗区要求。井场其他区域地面平整并进行夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。

本项目不同防渗区防渗措施见下表所示。

表 6.3-5 项目不同防渗分区防渗措施一览表

时序	分区防渗	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区	采用 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-11} \text{cm/s}$	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
		放喷池	采用厚度不小于 200mm、抗渗标号为 P8，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-9} \text{cm/s}$ 抗渗混凝土	
		危险废物贮存点、废油基泥浆罐区	采用 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求
	一般防渗区	钻井液材料房、生活污水收集池区	采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求
	简单防渗区	钻井阶段的井场除重点防渗区、危险废物贮存点、废油基泥浆罐区所在区域和一般防渗区以外的	地面平整并进行夯实处理	防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求

时序	分区防渗	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
压裂、试油	重点防渗区	其他区域		
		压裂作业区	压裂作业区(包括压裂井口及压裂车所在区域)为重点防渗区,采用2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-11}\text{cm/s}$	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
		试油作业区	试油作业区(包括井口、三相分离器、计量池、储液罐、修井机所在区域)为重点防渗区,采用2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-11}\text{cm/s}$	
	一般防渗区	危险废物贮存点	采用2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求
	简单防渗区	生活污水收集池区	采用1.5mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)表7中一般防渗区要求
		压裂、试油阶段的井场除重点防渗区、危险废物贮存点和一般防渗区以外的其他区域	地面平整并进行夯实处理	防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中简单防渗区要求
时序	分区防渗	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区	采用2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-11}\text{cm/s}$	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
		放喷池	采用厚度不小于200mm、防渗标号为P8,防渗系数为 $K < 1\times 10^{-9}\text{cm/s}$ 抗渗混凝土	
		危险废物贮存点、废油基泥浆罐区	采用2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求
	一般防渗区	钻井液材料房、生活污水收集池区	采用1.5mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层,其渗透系数小于 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗区要求
	简单防渗区	钻井阶段的井场除重点防渗区、危险废物贮存点、废油基泥浆罐区所在区域和一般防渗区以外的其他区域	地面平整并进行夯实处理	防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中简单防渗区要求

6.3.2 地面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) 施工过程中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

6.3.2.1 源头控制措施

(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。

6.3.2.2 地下水分区防渗措施

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 6.3-6 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
作业井场	作业区	中	难	持久性有机污染物	重点防渗区
井场	井场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

(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。

井场除重点防渗区、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 6.3-7，分区防渗图见图 6.3-1-6.3-2。

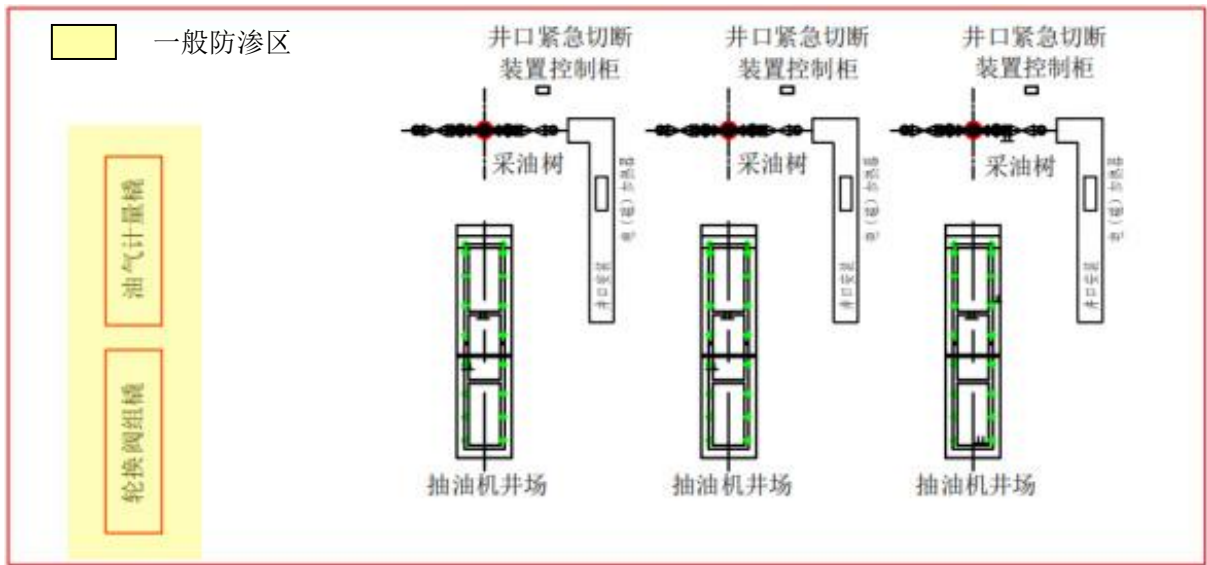


图 6.3-1 丛式井场分区防渗图

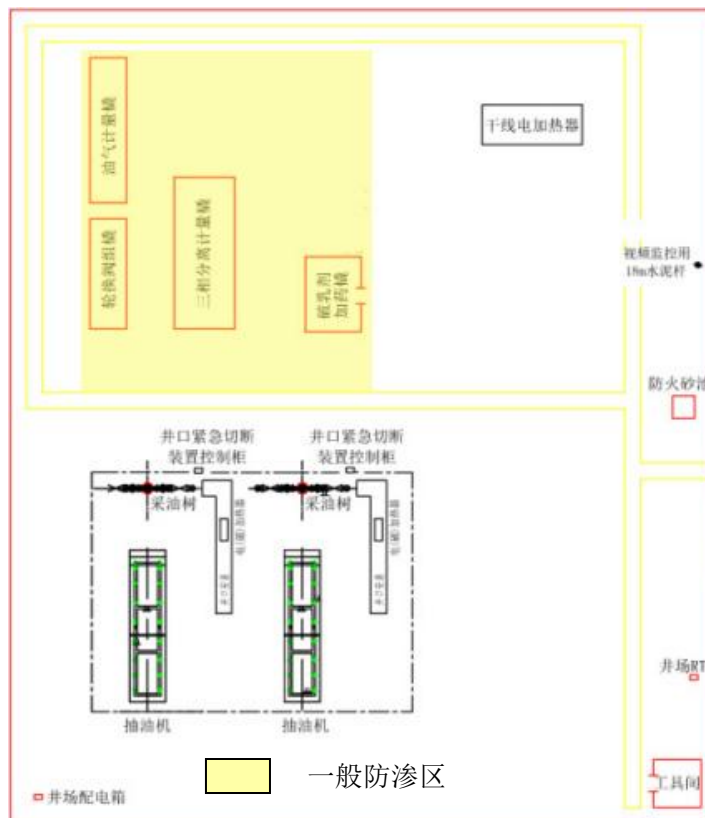


图 6.3-2 中心井场分区防渗图

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2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	九家子村潜水	124°12'52.3980" 46°09'18.8173"	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	北兴分场潜水	124°18'48.9691" 46°08'03.7477"	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)		

6	后振余屯承压水	124°19'26.6602" 45°47'01.2888"	污染扩散监测点（下游）		
7	东太三队潜水	124°13'41.4912" 46°52'35.3532"	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）钻机噪声对周围环境有一定影响，但持续时间短，随钻井的结束而结束。首先选用低噪声施工设备，可采取对给钻机柴油机安装减振基础，泥浆泵安装减振垫，发电柴油机排气管安装消声器；优化井场平面布局，将柴油机组等高噪声设备安装在远离村屯一侧，可降低噪声 20~30dB(A) 左右。因此，一般情况下，不会受到钻井噪声影响。

（2）泥浆泵应安装减震垫，可降低噪声约 20~30dB(A)。

（3）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；

（4）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；

（5）合理安排施工进度，减少施工时间，施工期除钻进以外其余施工作业禁止夜间（22:00-6:00）施工，应对周围居民进行夜间施工公告并征得当地政府和居民的同意，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；

（6）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；

(7) 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；

(8) 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；

(9) 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。

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 $\geq 70\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\geq 55\text{dB}(\text{A})$ ），不会对声环境产生较大影响，因此本项目施工期噪声防治措施可行。

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) 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

(1) 退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声；

(2) 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；

(3) 选用低噪声设备；

(4) 运输车辆选择避开居民区的路线。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，不会对周围声环境产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 钻井施工期固体废物污染防治措施

（1）废弃水基钻井泥浆、水基岩屑

钻井过程中产生的废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑采用水基泥浆槽装置进行收集，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用。

（2）废弃油基钻井泥浆、油基岩屑、废射孔液

本项目钻井过程中使用油基泥浆体系时，会产生废弃油基钻井泥浆、油基岩屑；射孔过程会产生废射孔液。泥浆循环系统分离产生的废弃油基钻井泥浆、油基岩屑、废射孔液均属于危险废物（HW08），排入井场泥浆接收罐中，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，产生的泥渣满足《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。

（3）废防渗布

施工期产生的含油废防渗布属于危险废物，废物类别及代码为HW08/900-249-08，收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。施工期非含油废防渗布属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（公告2024年第4号）对一般固废进行编码，非含油废防渗布代码为900-099-S59，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。

（4）废包装袋

现场一般废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉等废弃包装袋，属于一般工业固体废物。根据《固体废物分类与代码目录》（公

告 2024 年第 4 号)对一般固废进行编码,一般废包装袋代码为 900-003-S17,陆地石油开采过程中产生的废复合包装物,统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。

(5) 生活垃圾

施工前首先在施工营地的生活区设置集中生活垃圾堆放点,生活垃圾统一收集送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理,生活垃圾处置措施可行。

6.5.2 地面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天然气分公司工业固废填埋场处置处理;

(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。

6.5.2 运行期固体废物污染防治措施

(1) 油井作业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,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;

(2) 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;

(3) 本工程在集气管道同时发生冻堵的情况下会进行清管作业,产生的清管废渣属于危险废物,不在现场暂存,检修时现场设置钢制筒,委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行拉运处置

(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

(1) 退役期油井和场站拆除废旧设备及管道回收至第九采油厂资产回收库。

(2) 拆除作业产生的建筑垃圾统一收集后拉运至所在地建筑垃圾调配场。

(3) 含油废防渗布的属于危险废物，统一暂存在第九采油厂含油防渗布储存库，委托有资质单位进行处置。

(4) 拆除过程中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拉运处置。

(5) 施工人员生活垃圾统一收集后，拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理。

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) 钻井施工过程中划定施工活动范围，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。严格落实表土剥离方案，按要求进行表土剥离与利用，施工过程中不打乱土层，分层开挖，分层回填，避免大风、大雨天施工，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。

(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，以减少地表植被破坏；

(3) 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；

(4) 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；

(5) 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；

(6) 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；

(7) 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。

(8) 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；

(9) 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；

(10) 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；

(11) 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。

6.6.3 植物保护措施

(1) 避让措施

1) 加强施工人员对植物的保护意识，禁止施工人员随意对野外植被滥砍滥伐。

2) 施工前，优化施工组织设计，尽量避开现有林草、灌木等植被集中分布区域，避免和降低工程建设对沿线自然植被的影响。

(2) 生态减缓及保护措施

1) 在施工过程中，若发现了评价范围内有保护植物和古树名木，应立即报告当地环保部门，采取组织挽救，移栽他处。

2) 施工过程中，施工单位在施工组织设计中合理布置施工总平图，尽量减少施工临时占地面积，拟定施工方案应尽量避免减少林地、耕地的占用，并注重优化施工组织和制定严格的施工作业制度。尽量将挖填施工安排在非雨汛期，并缩短挖填土石方的堆置时间；挖填方等应进行防护，减少水土流失。

3) 钻井等施工过程中划定施工活动范围，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被。在工程建设施工过程中，须加强施工队伍组织和管理，应明确施工范围和行动路线，不得随意扩大施工活动区域，进行文明施工，不强砍林灌草丛和乱毁果树作物，降低植被损害。

4) 合理安排工程用地，节约土地资源、合理设计、尽量缩小用地规模、尽量减少占用林地、施工临时用地尽量选择工程占地区域内，确实需要临时征地的，应尽量避免占用林地。

(3) 生态恢复措施

1) 严格落实表土剥离方案，按要求进行表土剥离与利用，施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填，避免大风、大雨天施工，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。

2) 妥善处理工程弃土，临时进行表层土剥离，四周设置遮挡围护，设临时挡土墙、排水沟，土地平整、使用结束后覆土恢复植被。

3) 临时占地在施工结束后要及时复耕或复植，项目井场和道路临时占用

的农田及时恢复，不得荒废，项目井场、道路临时占用的草地要及时补种草。恢复水土保持设施，减少水土保持设施面积的损失。

生态措施统计见下表。

表 6.6-1 生态恢复措施统计表

建设项目	永久占地			临时占地		
	占地类型	占地面积 (hm ²)	恢复措施	占地类型	占地面积 (hm ²)	恢复措施
本项目	耕地	7.7995	专款用于开垦新的耕地	耕地	53.2846	耕作层剥离再利用,及时恢复
	草地	6.5625	其他荒地播撒草籽	草地	37.3313	表层土剥离再利用,及时恢复,播撒草籽
	林地	/	/	林地	3.0441	表层土剥离再利用,及时恢复
合计	14.362			93.66		
	108.022					

4) 工程完工后，及时选择抗逆性强、适生性强、生长快、自我繁殖和更新能力的乡土树种、草种恢复弃土区、临时占用地及其它裸露区域的植被，切实减少水土流失，确保植被少受影响，区域景观不受大的破坏。

5) 植物选择和栽种的一般原则：在项目植被恢复建设过程中除考虑选择适合当地适生速成树种外，在布局上还应考虑多种树种的交错分布，既提高植物种类的多样性又不至于太大改变原来的生态组分，增强其稳定性。另外修复树种种苗的选择应经过严格检疫，防止引入病害。

(4) 生态管理措施

1) 在施工中应加强施工管理，合理进行施工布置，组织施工管理。严格将工程施工区控制在直接受影响的范围内，对边界以外的植被不破坏或尽量减少破坏使水保、绿化、美化、环保有机结合为一体。

2) 严禁施工人员破坏野生植物，尤其对国家珍稀濒危保护植物要挂牌保护，指定专人负责管理，并随时接受有关部门的监督检查。制订严格的林地保护责任制度，将各项林地保护和护林防火责任落实到人，采取严格的管理措施，确保不发生火灾和故意破坏植物的事件发生。

3) 工程建设施工期都应进行生态影响的监测或调查。在施工期，主要对建设施工有关的区域进行监测。通过监测，加强对生态的管理，在工程管理机构，应设置生态环境管理人员，建立各种管理及报告制度，开展对工程影

响区的环境教育，提高施工人员和管理人员环境意识。通过动态生态监测和完善管理，使保护区生态向良性或有利方向发展。

6.6.4 野生动物保护措施

本项目范围均为常见的野生动物，未发现受国家和地方保护的野生动物，但也必须加强施工人员宣传教育，文明施工，减少施工人员干扰对野生动物的影响。

(1) 避让与减缓措施

1) 开展施工人员生态环境保护的宣传教育工作，提高施工人员的保护意识，严禁捕猎野生动物。在施工的过程中，施工人员必须遵守《中华人民共和国野生动物保护法》，严禁在施工区及其周围捕猎野生动物。在进场施工前，组织施工人员学习有关国家法律和法规，学习识别国家保护动物，对故意捕获野生动物的个人和组织要加大打击力度，确保野生动物的保护落实到每一个环节。

2) 控制工程施工时段和方式，防止噪声对野生动物的惊扰。采用低噪声设备、注意机械保养、运输车辆限速、禁鸣等措施，降低噪声、振动对周边动物的影响。

3) 施工前对场地内的动物采取人工驱赶或诱导方式，使其远离施工区域，尽量不扰动施工区域外的动物栖息环境，严禁在施工区及其周围捕猎野生动物。

4) 当发现珍稀保护野生动物时，应向当地主管部门汇报，并做好记录，根据野生动物的活动规律和主管部门的意见，必要时设置动物活动通道。施工期间如误伤野生动物，应立即送往当地动物医院进行抢救。

(2) 生态影响的恢复与补偿措施

施工期产生的各类固体废物及时清运，施工结束后，对施工扰动区域进行植被恢复；工程完工后尽快做好生态环境的恢复工作，尤其是临时占地处，以尽量减少生境破坏对动物的不利影响。

(3) 生态管理措施

在工程建设中应加强野生动物管理、保护和监测，在工程管理机构中设

置相应的环境保护管理机构，配备专业管理人员，确保工程施工期中各项野生动物保护政策法规的贯彻以及环保措施的落实，负责组织、落实、监督本项目的野生动物保护措施；严格落实野生动物生境污染防治措施，施工生产生活废水处理达标后排放或回用，生活垃圾收集后集中转运，最大程度减少对工程区域附近动物生境的影响；及时恢复临时占地植被，恢复野生动物原生境；组织施工期环境监测，以确保工程环境保护目标的实现，野生动物的生存不受到威胁。

6.6.5 水生生态保护措施

(1) 建设单位应与施工单位签订生态环境保护责任书，落实各项生态保护措施；

(2) 工程施工期间，严格划定施工范围，施工活动不得超过征地范围；

(3) 施工过程中应尽量减少沙石的散落；

(4) 尽量缩短施工时间，减小对生态环境的影响。

(5) 加强施工管理。加强施工管理，施工过程中产生的生活垃圾、生产废水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

6.6.6 生物多样性保护措施

施工阶段注意对生物多样性较丰富的灌草丛、林地进行保护，不得破坏项目区域外的植被。加强管理，禁止破坏项目区域外的植被，不得随意捕杀野生动物。施工结束后，根据区内自然条件特点，合理安排植物物种配置，加强多功能生态植被体系建设，注重发挥其保持水土、涵养水源、改善环境、提供野生动物栖息地等方面的功能。

工程建设可能会对周边地区的陆生生态与陆生生物多样性带来一些潜在影响，为了实时掌握本项目建设对评价区域内动植物物种多样性、生态系统结构与功能完整性的影响，以及生态恢复的实际效果，有必要对陆生生态进行定期监测，根据监测变化状况制定和适时调整生态保护措施。

6.6.7 永久基本农田保护措施

(1) 严格执行相关法律法规关于永久基本农田的保护规定

项目建设将临时占用部分永久基本农田，建设单位应严格执行《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国基本农田保护条例》《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）等文件中相关规定，取得临时用地批复，并采取基本农田保护措施。

临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好覆土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

(2) 永久基本农田保护措施

1) 建设前期

①优化选址、道路选线。项目选址占用农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开永久基本农田、不破坏其水利设施。

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。

2) 施工期

①占用永久基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

②严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用永久基本农田。

③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。

④妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代道路，避免中断农业灌溉。

⑤本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于永久基本农田内。

⑥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。

⑦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。

6.6.8 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。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，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。本项目严格规范井场及道路等施工建设和作业活动，限制施工、作业范围和时限，确保项目施工尽量少占用耕地。同时，加强管理措施，作好对施工及油田生产人员的管理、教育工作。杜绝废水、固体废物进入耕地等。

6.6.9 防沙治沙措施

本项目所在区域基本无大面积地表裸露，周围无沙化土壤分布。本项目在建设期间采取以下保护措施：

(1) 严格按照施工设计进行施工占地，不增加新的占地，将植被受影响面积减到最小。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，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 施工作业避免在大风天施工，施工结束后，及时对临时占地进行平整，地表植被恢复。

(3) 对于临时占用的永久基本农田进行复垦临时占用的草地，播撒草种，恢复地表植被，植被覆盖率及生态量恢复至施工前原有生态水平。在农田周围施工时，尽量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，避免土壤沙化。

(4) 因项目所在区域土壤呈盐碱性，草地区域土壤肥力一般，若地表植被恢复期间，植被生长缓慢，长势一般，可适当进行施肥。选用微生物肥料，减少土壤中肥料残留。确保临时占地，无地表裸露，植物根系发达、强壮，锁住水分，起到固土、防沙的作用。

(5) 项目施工区靠近湿地等生态敏感区一侧设置施工围挡或防风抑尘网，严格控制施工作业范围，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。按要求进行表土剥离与利用，施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填，避免大风、大雨天施工，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。

6.6.10 生态景观环境影响减缓措施

为了减少对主要景观保护目标的不利影响，建议采取以下保护措施：

（1）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”。

（2）为减少工程活动对沿线生态的影响，尽量利用永久占地范围作为施工场地，或利用废弃的场地，少占用耕地、草地，减小对环境的扰动，建议严格执行复垦整治措施。

（3）建议加大环保宣传力度，提高管理人员和施工人员的环保意识，禁止随意弃置生活和生产废弃物。建材临时堆放场、弃渣场，严格监督在规定时间内作业，禁止乱取乱弃而污染景观环境；工程完工后，应及时清理施工产生的油污和垃圾，平整地面，尽量恢复原有地貌和植被，使工程建设与周边自然环境相和谐。

（4）尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，施工完成后及时进行施工迹地恢复，采取植物种植等措施，既能美化环境又有利于生态环境保护，同时又利于隔声降噪，一定程度上减少项目施工对景观影响。

6.6.11 水土流失减缓措施

工程建设生产中，必须坚持“预防为主，防治结合”的水土保持工作方针，把预防控制放在水土保持工作的首位，尽可能地减少工程建设造成的水土流失。具体措施为：

（1）委托有相应资质的单位编制水土保持方案，并完善方案中提出的水土流失防治措施；

（2）建设单位应加强施工现场管理，切实做到文明施工，施工活动严格控制在工程用地范围内，尽可能减小占地范围，尽可能减小施工活动对周边环境的影响；

（3）加强大风天气的洒水抑尘措施以及裸露面的苫盖措施，以防止施工期间水土流失加剧；

（4）加强扰动区域生态恢复措施，及时对扰动区域进行生态整治，并对

各项生态措施加强管护，确保布置的各项措施发挥其水土流失防治功能。

6.6.12 入侵物种的扩散蔓延风险及其防控措施

项目开展过程中，应加强外来入侵生物危害的宣传教育，向项目开展人员宣传外来入侵植物的危害及传播途径；设置区域常见入侵物种和重点预防的入侵物种的警示牌；禁止项目开展人员和项目开展机械、车辆随意进入项目开展以外的区域，减少异地取土等作业，进行迹地生态恢复时，多采用当地品种进行恢复，减少外来植物入侵的风险。针对区域内的外来物种做专门普查，发现后及时进行清除和处理，防止其扩散。对现有的外来种等，利用工程项目开展的机会，对有种子的植物要现场烧毁，以防种子扩散，在临时占地的地方要及时复垦复植等。

6.6.13 湿地保护措施

(1) 本项目工程建设对湿地不会构成破坏性影响，要严格控制永久占地，施工结束后及时对临时占用的湿地进行植被恢复。并尽可能清除残留的污染物，复土回填要保持土壤的基本层次，以减轻对农作物及土壤的影响。

(2) 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。

(3) 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，提倡油田机械和设施实施“绿色工程”，以避免强烈色调刺激动物的栖息和繁殖等。

(4) 项目施工期间，严禁捕杀在湿地内活动的野生动物，尤其重点保护水鸟，在鸟类产卵孵化期必须降低噪声，避免惊吓、驱赶野生动物的行为。

(5) 限制车辆、人员的活动范围、频率，避免夜间施工，减少对野生动物的惊扰。车辆运输过程应注意尽量避开湿地，避免破坏其生态环境。

6.6.14 公益林保护措施

本项目涉及公益林建议采取以下生态保护措施：

(1) 公益林实行“总量控制、区域稳定、动态管理、增减平衡”的管理

机制，要求建设单位对所占公益林实施占补平衡；

(2) 在施工过程中，应严格按照划定的施工场界界限施工建设，施工完毕后及时进行复植及绿化，以减小对公益林生态状况可能产生的影响；

(3) 加强对施工人员的管理和教育，在公益林区附近施工时注意对林地的保护，严禁施工人员和设备超界破坏林地。

(4) 严格按照相关要求，对永久占用的公益林地进行补偿等。

6.6.15 生态补偿措施

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。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。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

1) 对于占用的临时耕地，尽量减少对农田破坏，施工结束后，进行复垦，即占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对于临时占用的草地进行表土留存，分层回填，整平翻松，重新播撒草籽等。

本项目井场、道路工程等永久占地，表土剥离厚度 30cm，剥离表土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区，加盖苫布。施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

井场等的临时占地范围内铺设管排，无需进行表土剥离，工程结束后对临时占地进行复垦（旋耕）恢复耕种条件，可以减少对耕作层的破坏。

2) 对永久占用的耕地，按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在其他置土带区域，施工结束后用于新开垦耕

地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

3) 本项目为油田开发工程,属于国家能源建设项目,根据地下储层特性,项目选址无法避让耕地(黑土地)。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;钻井等施工过程中划定施工活动范围,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,确保尽量少占优质黑土地。本项目实施前编制表土剥离利用方案,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)。

4) 恢复过程应由环境监理全程监督,以确保生态恢复效果。

5) 针对低洼地带井场和临近湿地临时占地施工期生态保护及恢复,需采取“源头控制-过程防护-后期修复”的全流程措施:低洼地带井场施工前应先剥离表层0.3-0.5m厚的优质表土并集中堆放(覆盖防雨布及防渗膜),同步设置环形截排水沟(沟宽0.5m、深0.8m,内铺防渗土工膜)和抽排设备,防止雨水汇集浸泡导致土壤盐渍化。GY41-Q9-H28井场边界与湿地保护区范围最近距离为242m,临近湿地临时占地需严格限定施工边界(采用可降解警示带划分),禁止施工人员、机械设备等进入湿地保护区范围内;施工过程产生的钻井泥浆、废水严禁直接排放或渗入湿地土壤,施工结束后及时拆除临时设施,回覆剥离表土并重建湿地植被群落(优先选用原生种,恢复面积不小于临时占地面积的1.2倍),确保生态功能恢复;

6) 合理选择施工时间,避开雨季和洪水期,尽量选择旱季进行主体工程,确保场地干燥,减少对周边水体的破坏;低洼地带设置排水装置并用于现场降尘,实现“排水-循环降尘”资源化利用,避免积水导致土壤盐碱化或排水污染周围水体;临时占地尽量远离湿地,施工结束后,立即拆除临时设施,清除残留杂物,避免对湿地造成影响。

项目临时用地占用耕地的,临时用地到期后,建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件,做好覆土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时,还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响,对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进

行补偿，以用于耕作层土恢复。

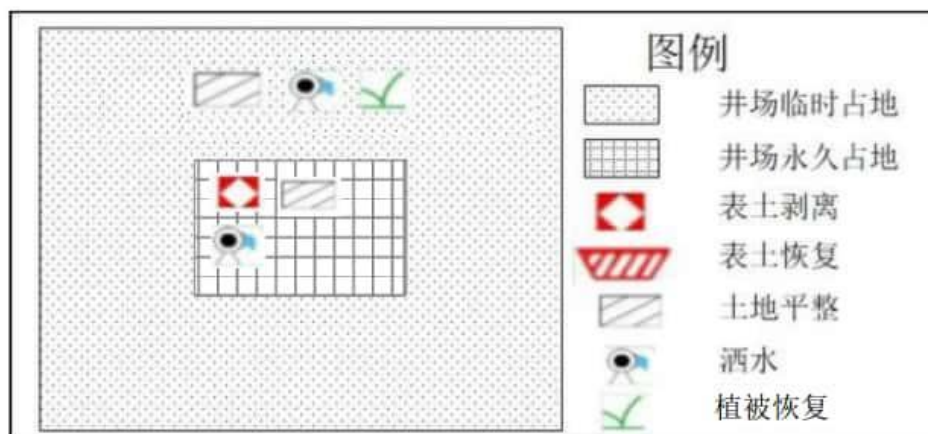


图 6.6-1 钻井井场典型生态保护措施平面布置示意图

6.6.16 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场和站场生态恢复与重建措施

1) 油井和站场退役后，应当及时封闭井口，拆除井场和站场设备、设施，挖松固化地面，并对井场和站场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田还草措施。

2) 保留各类绿化、防洪工程、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。

(2) 道路及管道生态恢复与重建措施

1) 为避免退役管道开挖对生态环境的影响，管道退役阶段不进行开挖，采取管道两段灌注水泥封堵后留在地下。

2) 对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松措施及时恢复，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

3) 部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地或草地。

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，本工程对占用的耕地和草地进行补偿。

(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、扩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）》（HJ1209-2021）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
GY1-Q9-H111/GY1-Q9-H112 井场	124.193957	46.102458	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	1 次/年
GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 井场	124.296474	46.130641		
古 1-5#中心井场	124.235406	46.098646		

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 环保措施投资估算

6.8.1 环境保护投资估算

本项目总投资147136万元，其中环保投资1074.57万元，占总投资的7.3%，环保投资估算情况见下表。

表6.8-1 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	28	1万元/场地	
	废水	钻井废水	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置，处理率达到100%	100	每个井场1套泥浆不落地系统
		压裂返排液	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后出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”限值要求，用于压裂液配制，不外排	20	/
		试压废水	新建管道试压废水洒水抑尘	4	/
		生活污水	钻井施工人员产生的生活污水排入井场设置的临时生活污水收集池，地面施工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	10	/

固废	一般工业固废	钻井过程中采用“泥浆不落地”工艺，废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由泥浆槽收集后，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理；非含油废防渗布、一般废包装袋等统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置；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	60	/
	危险废物	废弃油基钻井泥浆、油基岩屑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；含油废防渗布等危险废物收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	100	/
	生活垃圾	施工垃圾及生活垃圾的收集、清运及处置	5	/
噪声	机械设备	低噪声设备、施工围挡	18	0.5 万元/井场
地下水防渗		地下水实施分区防控，钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区、压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）、试油作业区（包括井口、三相分离器、计量池、储液罐、修井机所在区域）采用 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，放喷池采用厚度不小于 200mm 抗渗混凝土，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；危险废物贮存点、废油基泥浆罐区铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求；钻井液材料房、生活污水收集池采用 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）中一般防渗区要求。井场其他区域地面平整并进行夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求	36	/
环境风险		钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生，使用双层套管，柴油罐区设置不低于 0.3m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。距离地表水体最近的井场等设置围堰，围堰高度应高出地表水体最高水位 50~80cm	计入工程投资	/
生态恢	生态恢复	对永久占用的 7.7995hm ² 耕地进行经济补偿	16.38	旱田补偿 2.10 万元/hm ² 计

运行期			对永久占用 6.5625hm ² 草地进行经济补偿	2.43	草地补偿 0.37 万元/hm ² 计
		生态补偿	对临时占用的53.2846hm ² 耕地进行等质量复耕，对临时占用的37.3313hm ² 草地进行自然恢复	93.66	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		
	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	布置地下水跟踪监测井（依托7口跟踪监测井）	7	/
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≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行；渗透系数≤1.0×10 ⁻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≥1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行；渗透系数≤1.0×10 ⁻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	采用减震基础，隔声罩等措施	10		
	土壤	布置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）	1074.57	

6.9 环境影响经济损益分析

油田项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目

的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

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 7.7995hm^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 58.5t ，价格按 $1500\text{元}/\text{t}$ ，则10年损失费用为 87.75万元 。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 53.2846hm^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 639.42t ，价格按玉米 $1500\text{元}/\text{t}$ 计，则共损失 95.91万元 。

本项目永久占用草地 6.5625hm^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 7.38t ，价格按 $700\text{元}/\text{t}$ 计，草地损失约为 0.52万元 ，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 37.3313hm^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 0.88万元 ，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 2.1t 烃类排入大气，每吨按 1529.7元 计，相当于损失 0.32万元 。

6.10.2 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

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石油开采过程中井场及集输管道内的原油和伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。中心井场设置的甲醇储罐内的甲醇，具有易燃、易爆的性质。本工程运行过程中产生的废矿物油及含矿油废物，具有毒性及易燃性。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、高温能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

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	CrudeU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急	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			

处理	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器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
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。

7.1.3 甲醇

易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。侵入途径包括吸入、食入、经皮吸收。对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。

表 7.1-3 甲醇安全技术说明书

标识	中文名：甲醇	英文名：methanol
	危险货物编号：32058	CAS号：67-56-1
理化性质	外观与形状：无色澄清液体，有刺激性气味	
	相对密度（水=1）：0.79	相对蒸气密度（空气=1）：1.11
	熔点（℃）：-97.8	沸点（℃）：64.8
	溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂	
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：11℃	爆炸上限（%）：44
	爆炸下限（%）：5.5	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉	
毒性及健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	毒性：LD50：5628mg/kg(大鼠经口)；15800mg/kg(兔经皮)； LC50：83776mg/m ³ ，4小时(大鼠吸入)。	

	<p>健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状(口服有胃肠道刺激症状)；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。</p>
	<p>急救方法：皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水，催吐，用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃就医。</p>

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采油、油气集输、油气处理、井下作业（修井）、含油污水处理、含油污水储存，主要存在井喷、甲醇泄漏、套管破损、油气泄漏、含油污水泄漏、硫化氢和氨聚集、危险废物拉运过程泄漏、泄漏的易燃易爆的物料遇明火发生火灾、爆炸等事故风险。

7.2.1 井喷

油井作业时，由于地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

7.2.2 套管破损

本工程在油井均使用双层套管（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。

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。生化站生化池无组织排放的硫化氢和氨，在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能会使人中毒。

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，发生油气水或甲醇泄漏，对环境造成污染，在井下作业过程中导致作业废水、污油泄漏进入环境，危险废物拉运过程中泄漏造成污染。

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) 井下作业过程中未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收

集装置和铺设防渗布；

(9) 危险废物拉运过程中发生事故、运输车辆阀门失灵等造成泄漏；

(10) 其它选线不当或设计有误导导致事故风险。

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 年后低洼地区的油井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

7.2.6 事故伴生/次生风险分析

在原油天然气发生火灾和爆炸事故情况下，主要伴生/次生污染物为物质不完全燃烧所产生的 CO。

CO 危险特性：一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。**健康危害：**一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。**急性中毒：**轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。**慢性影响：**能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。**环境危害：**对大气可造成污染。

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
	甲醇储罐	甲醇	甲醇泄漏、火灾爆炸引发的次生污染
集气管道	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
油气中心处理站	油气处理	原油、天然气	油气泄漏、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

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，对周围的大气环境造成短时的严重污染。

管道、井场或场站事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度升高，对大气环境造成短时影响。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。由于本工程采用了检测仪表及自控系统，实现工艺过程的自动控制，井场设置安全截断阀，站场设置紧急停车系统、放空火炬，各类处理设施设置液位报警器及联锁，因此在发生油气泄漏时不会造成大最油气外泄，同时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。

中心井场设置的甲醇罐发生泄漏事故造成甲醇泄漏，甲醇挥发会对周围大气环境造成影响，本工程甲醇储存量较小，每个储罐最大只有 3.5m³，甲醇泄漏后不会对周围大气环境造成较大影响。

生化站生化池加盖密闭，盖顶部设置通风帽与大气连通，一般情况下不会造成无组织挥发的硫化氢和氨的聚集，但在通风不良的情况下，生化池内可能造成硫化氢和氨的聚集，在进行检修作业时可能会对人员造成中毒甚至死亡，对周围的大气环境影响较小。

7.3.2 地表水环境影响分析

(1) 井喷事故对地表水环境影响分析

本工程油井距离地表水体狐狸洞泡、大哈拉乌苏泡和北兴泡子较近，

其中狐狸洞泡位于拟建 GY1-Q9-H115 井东侧、南侧 50m 距离 50m、大哈拉乌苏泡位于拟建 GY1-Q9-H107/GY1-Q9-H108 平台井东侧 50m，北兴泡子位于拟建 GY1-Q9-H48 井东侧、南侧 50m，如果油井作业时发生井喷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。原油进入地表水体后，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。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。石油中的可溶组份会溶于水，对水生生物有直接的危害。本项目井下作业时井口安装防喷器，发生井喷的可能性极小。在发生井喷事故情况下，若油水已进入井场周围水域，用围油栏将污染水域围住，必要时设置保护围油栏，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。

（2）集输管道泄漏对地表水环境影响分析

本工程运行期事故状态下位于地表水体附近的集输管道发生泄漏时，泄漏的油水可能随地表径流进入地表水体对其造成影响。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，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，及时关闭管道阀门或井口截断阀来减少泄漏量，同时在泄漏点周围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较大的污染影响。

（3）井下作业泄漏对地表水环境影响分析

井下作业过程中由于未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和铺设防渗布，可能会使作业产生的污油污水落地随地表径流进入周围的地表水体，油田在对井下作业过程进行严格管理并进行监督检查，基本不会发生该类情况的发生，同时在地表水体附近的井场设置临时围堰，避免雨季进行作业等措施来控制油水扩散，同时对事故状态下产生的落地油进行回收，可以控制本工程作业过程对周围地表水体的影

响。

(4) 危险废物拉运泄漏对地表水环境影响分析

本工程产生的废矿物油或含矿物油废物在拉运过程中可能会发生泄漏事故，如果发生在地表水体附近，则可能会导致危险废物进入地表水体，对地表水体造成污染，本工程运输的车辆均为专用罐车，定期对运输车辆、储罐、阀门进行定期的维护和检查，保持罐车和良好的工作状态，同时运输人员必持证上岗，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向上级部站泄报，可以有效避免本工程危险废物拉运过程对周围地表水体的影响。

(5) 井场设施泄漏对地表水环境影响分析

本工程距离地表水体较近的井场设施主要是 1-5#平台设置的计量撬和阀组撬，该设施发生油水泄漏时若不能及时处置及回收，则泄漏的油水可能流入地表水体，造成水体污染。本项目对油井井场采取了分区防渗措施，同时通过加强现场管理、巡检巡视等事故应急措施，因此井场设施发生泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，对项目区域内地表水体的影响较小。

7.3.3 地下水环境影响分析

(1) 井喷对地下水的影响

油井作业过程中发生井喷事故时会导至大量油水喷出泄漏至地面，若不及时进行清理则油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。本工程在油井作业过程中通过压井及安装防喷器等井控措施，同时在作业时随时关查溢流情况，发现问题及时处理，一般不会发生井喷事故。

（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。

（2）井下作业泄漏对地下水的影响

井下作业过程会产生作业污水及落地油，这些污染物如不采取有效措施进行回收则有可能遗落在地表下渗进入土壤中，在雨水的淋滤作用下进入地下水，对地下水环境产生影响。本工程在油井作业时采取井场铺设防渗布，使用作业污油污水回收装置及井口溢流回收装置，对产生的油水全部进行回收处理，对下水环境产生影响的可能性较小。

（3）集输管道泄漏对地下水的影响

集输管道埋于地下，由于腐蚀穿孔等事故造成油水泄漏后可能会对地下水环境产生影响，本工程采取对管道加强防腐、采用焊接连接方式、定期进行巡线、设置压力监测装置，同时定期对管道进行完整性评价，能够有效预防管道泄漏事故的发生，即使发生泄漏也能及时发现并处理，因此管道发生泄漏后对地下水的影响有限。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。

（4）井场设施泄漏对地下水的影响

本工程井场设施主要包括计量撬、三相分离器撬、甲醇储罐等撬装设施，此类设施均位于地上，且井场采取了分区防控措施，工作人员每天对井场巡检一次，因此井场设施发生泄漏事故后能够及时发现并处理，对地下水环境造成影响的可能性较小。

7.3.4 对土壤环境的影响

本工程产生的各类事故都有可能导致原油、含油污水泄漏渗入土壤孔隙，中心井场设置的甲醇储罐发生泄漏可能导致甲醇渗入土壤，各类污染物泄漏后会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层0~30cm的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。甲醇对土壤的危害主要表现为降低土壤持水性和透气性，改土壤pH值，影响养分有效性，抑制种子萌发、根系生长，导致植物烂根、枯萎、生长受阻，破坏土壤食物链，降低土壤生态功能。

7.3.5 对生态环境的影响

原油、含油污水或甲醇泄漏可能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。甲醇泄漏会抑制种子萌发、根系生长，导致植物烂根、枯萎、生长受阻，

7.4 分析结论

本工程的主要环境风险是井喷、油气水及甲醇等物料、危险废物拉运过程泄漏和火灾爆炸，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，各类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。

124.25084365 46.17472062

124.34927628 46.12721076

124.18754384 46.03666494

124.32233156 45.79368054

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 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	()区	(杜蒙/杜蒙)县	()园区
地理坐标	经度	124.187543°~124.349276°	纬度	45.793680°~46.174720°	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、天然气管道等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：井喷、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。甲醇泄漏量较少，泄漏会不会对大气环境造成严重影响。</p> <p>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。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是井喷、管线和设施设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。</p> <p>土壤环境：原油、含油污水及甲醇泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油、含油污水及甲醇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。</p>				
风险防范措施要求	<p>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，加强管道防腐，定期巡线及完整性评价。对油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。</p>				
<p>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 最大 < 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，井场、管道的油气水泄漏，甲醇泄漏和火灾爆炸，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存在潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以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。</p>					

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委托黑龙江迈景环保科技有限公司进行处置；

(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，在作业前应先进行压井后再进行作业，同时在井口安装防喷器等井控措施；

(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 井场及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委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理；

(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、设备和相关管线；

(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。

7.5.4 拉运泄漏防范及处理措施

(1) 根据制定的安全运输计划和运输路线执行，不得随意更改，尽量避开人口密集区等环境敏感区，限定车速，恶劣天气要注意行车安全，防止交通事故发生；

(2) 选择密闭罐车，制定检维修制定，平时定期对罐车进行检修，保持其密闭性。加强对操作人员的培训和考核，规范作业；

(3) 严格依据《危险化学品安全管理条例》有关要求，涉及危险化学品的运输车辆车身醒目位置标注“危险品”标识，运输前对运输车辆进行检查，以及时发现并排除安全隐患；

(4) 每台罐车运输过程中应随进观察周围情况，一旦发现污染物泄露应立即停车，并立即报告上级，安排备用车辆转接；

(5) 在发现车辆拉运物料泄漏后，按照操作规程马上停车，对泄露的物料及时清理，并及时向上级报告，及时处理，减轻危害；

(6) 当发生污染物泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制污染

物扩散范围，保护周围生态环境，隔离泄漏区，周围设警告标志；将被泄漏物料污染的土壤清理后送有资质单位进行处理；

(7) 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。

7.5.5 地表水污染风险防范措施

7.5.5.1 油水井及管道

(1) 管道接头采用一次成型涂料新技术，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法。

(2) 定期检查、维修所有的管道、阀门及收油装置，及时维修或更新，确保各部分的使用性能；尤其在汛期更要认真检查，清除隐患。

(3) 严格生产管理，所有油井在进行井下作业时严格按照要求在井场四周铺设防渗布并设置临围堰，规范作业范围，防止作业时产生的油污污水进入地表水体中。

(4) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生污染。

(5) 位于地表水体附近的井场避免雨季进行作业。

7.5.5.2 依托站场

(1) 本工程涉及依托站场的原油集输、原油处理及含油污水处理均采用密闭工艺流程，站内露天布置的设备全部采用密闭设备，设备接口均采取了严格的密封措施，并定期进行泄漏检测，泄漏风险极低，从源头上杜绝对雨水的污染。

(2) 严禁在雨天进行清淤作业。在设备清淤时，首先通过阀门对工艺进行切断，将设备内物料清空后再施工。清淤全程作业范围铺设防渗布，并配置集液槽，确保清出的污泥不落地。清淤作业结束后对作业现场进行清理，保证“工完料净场地清”，作业后无污染物遗留现场。

(3) 加强站内巡检，日常两小时巡检 1 次，发现站场地面有遗留的油污及时收集处理，避免留下对雨水可能造成污染的隐患。

(4) 原油进站和出站管线以及储罐区进料口和出料口均设置截断阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源；同时站场采用集中监控，对压力、液位等参数都可以随时监测报警，一旦出现泄漏，及时设置围堰防止油水扩散，同时将泄漏的原油及被污染的土壤全部进行清理，做到无污染物遗留现场。

7.5.6 火灾、爆炸风险防范措施

(1) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。站场可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施。

(2) 站场按需设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施。

(3) 站场内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(4) 新建设备、管道在设计强度和材质上满足安全生产的要求，并采取了相应的防腐保温措施。

(5) 新建油井井场及改扩建站场爆炸危险区域内的电气、仪表设备的选择满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014 的要求。

(6) 巡检员工配备移动便携式可燃气体报警检测装置。

7.5.7 柱上变泄漏防范措施

(1) 新建井场柱上变压器属于湿式变压器，应选取符合标准的正规变压器设备。

(2) 电力维护人员应定期检查密封件、焊缝、阀门等关键部位，发现变压器存在漏油风险时，对微小渗漏点使用耐油密封胶（如环氧树脂胶）临时封堵。在变压器底部加装集油槽或导油管，将渗漏油引导至专用容器，避免污染土壤。

(3) 收集的废变压器油（HW08，900-220-08）属于危险废物，由大庆油田电力运维单位收集贮存委托有资质单位拉运处置。

7.5.8 中毒事故防范措施

(1) 检修作业时应使用可燃气体和有毒气体检测仪进行检测，检测合格后方可作业；

(2) 作业时应进行现场监督，保证按操作规程执行。

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

油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

项目建设单位大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部刚组建，建设单位根据生产实际正在编制总体应急预案和专项应急预案，主要有火灾爆炸事故专项应急预案、集输系统突发事件专项应急预案、突发环境事件专项应急预案、自然灾害突发事件专项应急预案等。目前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，该预案为指导全油田的应急预案，针对本项目而言存在覆盖不全面的问题，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。建设单位应根据本项目油气比高、中心井场使用甲醇、生化站无组织排放有毒气体硫化氢和氨、生化站污泥产生量大等特点，加快制定有针对性的应急预案并建立应急组织体系，针对可能发生的风险提出相应的应急措施，定期进行演练并在当地生态环境部门进行备案。

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。

序号	项目	主要内容
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
大庆市杜尔伯特生态环境局	0459-3422830
大庆市肇源生态环境局	0459-8222470
大庆油田有限责任公司第九采油厂	0459-4690999

7.7 风险评价结论

本项目涉及的危险物质为原油、伴生气、甲醇、硫化氢、氨、危险废物及火灾爆炸事故产生次生污染物。可能存在的风险单元包括井场、站场、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和天然气分公司负责，页岩油勘探开发指挥部及天然气分公司已经建立了 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，保证在发生事故时能及时到位；

(5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场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。

表 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	施工车辆 废气	烃类物质	少量	厂区扩散	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)要求不外排；试油放空以及应急放喷废气经放空管燃烧后无组织排放，污染物排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020)中有组织及企业边界污染物排放控制要求；满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)中的标准限值
			NOx	少量 t		
		钻井时柴 油机排放 的废气	废气量	3781 万 m ³	采用达标油品，加强 机械或车辆维护	
			SO ₂	0.09t		
			NOx	0.03t		
			烟尘	0.15t		
		试油放空 以及应急 放喷废气	非甲烷总 烃	少量	井场设置火炬，试油 阶段和紧急工况下 产生的伴生气经放 空火炬燃烧后排放	
		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 材料；施工运输车辆采 取密闭措施或加盖防 尘布	
焊接烟尘	颗粒物	0.007t	分散焊接，采用二氧化 碳保护焊技术			

2	废水	水基钻井 废水	SS	3150.8m ³	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆, 循环使用。钻井结束后, 废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用, 无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置, 处理率达到 100%	《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) 标准限值
		油基钻井 废水	石油类、SS	1176.9m ³	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆, 循环使用。钻井结束后, 泥浆不落地系统分离出的上层液体能循环利用的循环利用, 无法循环利用的随油基废弃钻井泥浆一同处置	不外排
		压裂返排 液	pH、石油 类、SS	246686.4m ³	全部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达标后, 用于压裂液配制, 不外排	《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) 标准限值
		生活污水	COD、NH ₃ -N 等	2336m ³	生活污水进入生活污水收集系统	南区污水处理厂进水水质要求
		试压废水	SS	217.3m ³	洒水抑尘	不外排
		3	固废	废弃水基 钻井液	石油类	345.7t
水基钻井 岩屑	石油类			2569.2t		
废弃油基 钻井液	石油类			759.7t	属于危险废物, 统一收集送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	不外排
油基钻井 岩屑	石油类			8017.6 t		
废射孔液	石油类			1296m ³		
含油废防 渗布	石油类			0.9t	属于危险废物, 收集后暂存于井场危险	不外排
废润滑油	石油类			1.07t		

		及其包装桶			废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	
		落地油	石油类	0.72t		不外排
		非含油废防渗布	石油类	10.8t	属于一般工业固体废物，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置	不外排
		一般废包装袋	/	0.054t		
		管道施工废料	/	1.24t	送第天然气分公司工业固废处置场处置	不外排
		生活垃圾	/	18.25t	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	0.0209t/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
2	废水	油田采出水	石油类等	136.69×10 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接转站回用于井场压裂	不外排
		作业污水	石油类、悬浮物	95.95m ³ /a		
3	固废	落地油	石油类	1.25t/a	委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理	不外排
		清管废渣	铁屑等固体杂质及少量液态烃	5.8t/a		
		含油废防渗布	石油类	0.49t/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
4	噪声	机械噪声	噪声	65~70 dB (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》(GB 12348-2008)要求

8.2.6 总量控制

本工程投产后，新增非甲烷烃排放量 0.0209t/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
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）、《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT43936-2024）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，其中生化站和复配接转站为扩建工程，对扩建后的 1 号增压分输站和油气中心处理站总体进行考虑，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
2	厂界甲醇	甲醇	中心井场	1 次/年
3	厂界噪声	连续等效 A 声级	油气中心处理站及井场厂界	1 次/季
4	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	依托现有村屯设置 7 口（地下水流向上游 2 口潜水井：九家子村、北兴分场；下游 1 口潜水井：东太三队，2 口承压水井：胜利村、后振余屯；开发区域内 1 口潜水井：查干文都	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 GY1-Q9-H111/GY1-Q9-H112 井场永久占地内、GY8-Q9-H11/GY8-Q9-H12 井场永久占地内、古 1-5#中心井场永久占地内	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	包植 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 监测方法和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GBT43936-2024）中的监测评价要求

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。

8.3 项目“三同时”一览表

本项目“三同时”环境污染防治措施内容见下表。

表 8.5-1 “三同时”环境污染防治措施一览表

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
施工期	废水	钻井废水	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆分离出的上层液体能循环利用的循环利用，无法循环利用的随废弃钻井泥浆一同处置，处理率达到 100%	1 套/井场	不外排
		压裂液	全部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后出水水质满足《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”限值要求，用于压裂液配制，不外排	/	《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）
		生活污水	施工人员产生的生活污水排入井场设置的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处理	/	不外排
	废气	施工扬尘	施工场地设置围挡，定期洒水抑尘	若干	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³
			沙土、水泥、土方等易产生扬尘污染的物料集中堆置，并采取遮盖或围栏等防尘措施	/	
			运输时应加盖篷布	/	
	噪声	机械设备	合理安排施工时间，井场进行合理布局，选用低噪声施工设备，加强设备的维护和保养。钻机柴油机安装减振基础，泥浆泵	/	施工厂界执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
			安装减振垫，发电柴油机排气管安装消声器，并将高噪声设备安装在活动板房内		标准要求
	固废	一般工业固体废物	钻井过程中采用“泥浆不落地”工艺，废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由泥浆槽收集后，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理；非含油废防渗布、一般废包装袋统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置	/	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制及标准》 (GB18599-2020)
		危险废物	废弃油基钻井泥浆、油基岩屑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；含油废防渗布等危险废物收集后暂存于井场危险废物贮存点，施工结束后拉运至第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	/	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)
		生活垃圾	生活垃圾统一收集送杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾处理场处理	/	/
	地下水污染防治		地下水实施分区防控，钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐、水基钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区、压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）、试油作业区采用2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，放喷池采用厚度不小于200mm抗渗混凝土，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；危险废物贮存点、废油基泥浆罐区铺设2mm厚高密度聚乙烯膜构筑防渗层，防渗性能满足要求；钻井液材料房、生活污水收集池采用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）中一般防渗区要求。井场其他区域地面平整并进行夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求	/	《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)
	环境风险防范措施		钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生，使用双层套管，柴油罐区设置不低于0.3m的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。距离地表水体较近的井场等设置围堰，围堰高度应高出地表水体最高水位50~80cm，将事故产生的油污污水截留在井场内，防止对地表水体产生污染影响。在距离水体较远处井场施工布置时将可能造成地表水污染的设备设施布置在远离地表水体的一侧	/	/

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
	生态	农业生态补偿、恢复	永久占地补偿	14.362hm ²	按相关要求进行征地补偿
			临时占地恢复与生态补偿	93.66hm ²	按相关要求进行征地补偿

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 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目。

建设地点：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡、他拉哈镇和肇源县古龙镇、新站镇境内。

建设性质：改扩建。

工程规模：本工程主体工程内容为钻井工程、油气集输工程、站场工程。基建油井 36 口，形成平台 7 座，独立井 21 口，依托 1 号、2 号、3 号、5 号增压分输站和中心站进行原油及天然气处理与增压。建成后油总产能约 $16.2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建集油支干线 27.73km，配套建设单井集油管道 9.66km，干线复线 5.31km。新建集气干线 2.01km，新建集气干线复线 18.61km，共计 20.62km。扩建为中心井场 1 座（古 1-5#），新建撬装设备 24 座，配套建设井口电加热器 36 座。新建 10kV 柱上变电器及井口变电站共 38 座，新建井口动力配电柜 16 面，新建 10kV 供电线路 16.4km，新建井场低压电缆线路 11km。新建无功补偿装置 14 套。新建各类道路 30km。

占地面积：本工程占总占地面积为 108.022hm^2 。永久占地 14.362hm^2 ，临时占地 93.66hm^2 。

工程投资：147136 万元。

9.2 环境质量现状

9.2.1 空气环境质量现状

根据《2024 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，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）要求，基本污染物各项指标除 $\text{PM}_{2.5}$ 外均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）

中过渡阶段浓度限值二级要求，本项目所在区域内 TSP 日均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值二级要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中数值 2.0mg/m³，甲醇、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要求。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，南部引嫩总干渠监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准。

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II类水体石油类限值（≤0.05mg/L）要求。

9.2.4 声环境质量现状

监测结果显示，评价区域内井场周围声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，村屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1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

本项目评价范围内植被类型分为森林、灌丛、草丛、农业植被，评价区内以农业植被为主。评价区植被平均覆盖度为 48.98%，植被覆盖度整体较高。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，评价范围内暂未发现有国家及省级重点保护野生植物、红色名录物种及古树名木的分布。

通过野外调查并整理相关文献资料得知，在评价区内分布有脊椎动物 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 19 科 31 种，兽类 4 目 6 科 9 种。现场调查暂未发现国家及省级重点保护野生动物。

对项目工程影响范围的水域进行了现场调查采样，经技术人员鉴定和统计得知，各采样点镜检到浮游植物有蓝藻门、硅藻门、绿藻门、裸藻门、隐藻门共计 5 门 35 种，以桥弯藻、舟形藻、毛枝藻、珊藻等为优势种；各采样点共检出浮游动物 4 类 12 种（属），分别为原生动物 4 种，轮虫类 5 种，桡足类 2 种和枝角类 1 种，以矩形臂尾轮虫、晶囊轮虫和瓶累枝虫为优势种；底栖无脊椎动物共有 4 科 7 种（属）以摇蚊幼虫为优势种；水生维管束植物种类较少，以芦苇为绝对优势种；评价区水域鱼类资源较少，仅为一些常见鲫鱼、鲤鱼、泥鳅等小型鱼类，无重要水生生物“三场”与洄游通道分布。

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最大占标率 $<1\%$ ，大气评价等级为三级，对大气环境影响较小。本工程井场及扩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；井场及扩建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》（GB37822-2019）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。

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、依托场站厂界噪声，均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，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

施工期钻井施工过程中划定施工活动范围，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。严格落实表土剥离方案，按要求进行表土剥离与利用，施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填，避免大风、大雨天施工，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。

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，项目建设是可行的。

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页岩油勘探开发指挥部通过粘贴公告、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九家子村、唐营子村、北兴分场、布拉和、查干温都、骆驼脖子分场、保布、英格地房子、前曼代、后曼代、西曼代、胜利村等公民、法人和其他组织。项目公众参与期间未收到公众反馈意见。

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，大庆古龙页岩油 Q9 上段古页 1 井区、古页 18 井区和 Q9 油层零散补充井产能建设项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》要求，属于鼓励类建设项目。项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市国土空间总体规划（2021—2035 年）》、《中共大庆市委关于制定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的建议》、《大庆市水土保持规划》（2015-2030 年）等规划要求。

同时，本项目满足相关政策及文件要求及分区管控要求。项目建设正常情况下对环境的影响较小，工程施工过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本项目对生态环境影响可接受，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 type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=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)				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 checked="" 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	(2024) 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 <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	本项目最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>				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	本项目最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			本项目最大标率 > 10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	本项目最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			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		非正常占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		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	叠加达标 <input type="checkbox"/>				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 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	VOCs: (0.0209) 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"/> ; 涉水的风景名胜區 <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 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	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">污染物名称</th> <th colspan="2">排放量/（t/a）</th> <th>排放浓度/（mg/L）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">（ ）</td> <td colspan="2">（ ）</td> <td>（ ）</td> </tr> </tbody> </table>		污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	（ ）		（ ）		（ ）	
	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）									
	（ ）		（ ）		（ ）									
替代源排放情况	<table border="1"> <thead> <tr> <th>污染源名称</th> <th>排污许可证编号</th> <th>污染物名称</th> <th>排放量/（t/a）</th> <th>排放浓度/（mg/L）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>（ ）</td> <td>（ ）</td> <td>（ ）</td> <td>（ ）</td> <td>（ ）</td> </tr> </tbody> </table>	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）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）			
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	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>												
	监测计划	监测方式		环境质量	污染源									
				手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>	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 checked="" type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>		不可行 <input type="checkbox"/>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。								

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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input 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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、类型等） 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、优势度等） 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（35.8227）km ² ；水域面积：（5.3482）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input 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 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ； 污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ； 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ； 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input checked="" type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ <input type="checkbox"/> ）”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	(108.022) 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、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地: pH、石油烃 (C6-C9)、石油烃 (C10-C40)、石油类、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌					
评价因子						
现状评价	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				
	预测因子					
影响预测	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 (√)				
防治措施	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	井场甲醇	管道原油	管道天然气	柴油罐原油	柴油罐天然气	试油原油	试油天然气	
		存在总量/t	19.7	4.396	2.765	13.14	2.859	26.72	0.0013	26.2	1.004	
	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。												