

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程 生态环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部

二零二六年九月

目 录

1 概述	错误！未定义书签。
1.1 项目实施背景	1
1.2 项目特点	1
1.3 评价工作过程	4
1.4 分析判定相关情况	6
1.5 生态环境分区管控符合性分析	28
1.6 选址合理性分析	39
1.7 关注的主要环境问题及环境影响	41
1.8 环境影响评价主要结论	43
2 总则	45
2.1 编制依据	45
2.2 评价目的及原则	50
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	51
2.4 环境功能区划及环境评价标准	56
2.5 评价工作等级及评价范围	65
2.6 评价内容与评价重点、评价时段	76
2.7 主要环境保护目标	77
3 工程概况	81
3.1 项目基本情况介绍	81
3.2 区块现状情况	81
3.3 建设内容	122
3.4 施工方式	165
3.5 依托工程	166
3.6 建设项目工程分析	174
4 环境现状调查与评价	197

4.1 地理位置	197
4.2 环境保护目标调查	218
4.3 环境质量现状监测与评价	219
5 环境影响预测与评价	296
5.1 大气环境影响预测与评价	296
5.2 地表水环境影响预测与评价	297
5.3 地下水环境影响预测与评价	299
5.4 噪声环境影响预测与评价	307
5.5 固体废物环境影响分析	314
5.6 土壤环境影响评价	317
5.7 生态环境影响预测与评价	323
6 环境保护措施及其可行性论证	332
6.1 废气污染防治措施及其可行性论证	332
6.2 水污染防治措施及其可行性论证	334
6.4 固体废物污染防治措施	338
6.5 土壤污染防治措施及其可行性论证	341
6.6 生态保护对策措施及其可行性论证	342
6.7 地下水水污染防治措施及其可行性论证	354
6.8 温室气体管控	363
6.9 环保措施投资估算	364
6.10 环境影响经济损益分析	366
7 环境风险评价	367
7.1 风险调查	367
7.2 环境风险潜势初判	367
7.3 环境风险识别	368
7.4 环境风险事故情形分析	375

7.5 环境风险分析	380
7.6 环境风险防范措施	385
7.7 应急预案	392
7.8 风险评价结论	397
8 环境管理与监测计划	398
8.1HSE 管理体系的建立和运行	398
8.2 项目污染物排放清单	404
8.3 总量控制	407
8.4 项目环境管理与监测计划	407
8.5 项目“三同时”一览表	409
8.6 与排污许可证衔接	412
9 环境影响评价结论	413
9.1 项目工程概况	413
9.2 环境质量现状	413
9.3 污染防治措施和环境影响	415
9.4 环境影响经济损益分析结论	418
9.5 公众意见采纳情况	418
9.6 环境管理与监测计划结论	418
9.7 综合结论	419

1.1 项目实施背景

大庆油田松辽盆地北部经过半个多世纪的高速高效勘探开发，常规油累计提交探明储量 63.7 亿吨，探明率达 62.3%。油气勘探从寻找常规构造隐蔽油藏到非常规油藏转变，勘探领域不断拓宽、技术发展不断完善。在 20 世纪 80 年代泥岩裂缝油气、90 年代夹层型油气认识的基础上，2018 年以来向半深湖—深湖区纯页岩型储层开展积极探索，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，标志着松辽盆地进入了以页岩油为主的非常规勘探开发新时代。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，加快推进 5 个开发先导试验井组，明确了开发技术政策。

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。2024 年 3 月中国石油天然气股份有限公司董事会通过了《大庆古龙页岩油 Q9 油层产能建设项目开发方案》，批准方案 332 口井，要求分批实施，整体方案保证 100 万吨稳产 6 年以上，本项目为 2026 年实施方案。为进一步加大开发，落实开发方案要求，根据区域油藏特征和探明储量区情况，2025 年大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部拟进一步扩大古龙页岩油 Q9 油层产能情况，根据地层和储量情况划定了多个区块，本次扩建实施“页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程”（即本项目）共包括 9 个区块，分别为古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井区、古页 15 井区。

本项目总占地 132.528hm²，其中永久占地为 13.68hm²，临时占地为 118.848hm²。本项目开发部署区处于葡西油田、古龙油田、古龙勘察、新肇油田采矿权范围内。

1.2 项目特点

1.2.1 工程概况

1.2.1.1 拟建工程概况

本项目主要涉及 10 个区块，分别为古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井

区、古页 15 井区、古页 1005 井区，规划共钻井 182 口，共建设 52 座平台井场及 28 座单井井场，其中每座平台部署 2~4 口油井。主要工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容。

1.2.1.2 依托工程

本项目依托工程如下：

（1）废水处理

本项目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；施工期压裂过程产生的压裂返排液，集中缓存后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；施工人员产生的生活污水排入施工营地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。

（2）固体废物处理

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大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。本项目钻井阶段产生的油基钻井废水、废弃油基泥浆、岩屑以及射孔作业过程产生的废射孔液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。本项目产生的危险废物在第九采油厂进行储存，统一交由有危废处理资质的单位处理。施工期产生的非含油废防渗布、一般废包装袋均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。

1.2.2 工程特点

1.2.2.1 工程内容及特点

本次评价对象为拟建的 182 口油井的钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容；本项目拟建油田 182 口油井均为生产井性质而非勘探井，目前项目的开发方案仅完成了钻井工程内容，对于后续的地面工程（产能工程）的设计工作尚未完成。为了使项目尽快开工建设，本次评价仅针对钻井工程，不包含地面工程（产能工程）；钻井工序完成后的产能工程建设应另行评价。

本项目主要建设内容为钻井井场，计划施工期为 2026 年 12 月至 2028 年 3 月，施工周期 16 个月。项目占地类型主要为耕地（永久基本农田）、草地，项目井场周边涉及一般湿地，不涉及穿跨越地表水体等工程内容。项目对周围环境的影响途径主要为施

工期间产生废气、废水、噪声、固体废物对周围环境的影响，以及生态环境的影响和可能发生的环境风险事故。

1.2.2.2 环境影响及措施

(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，运输车辆采取加盖篷布等防尘措施；采用低能耗、高效率的柴油机及污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油；加强对运输车辆的保养及维护。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。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液和施工人员生活污水。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，无法循环利用的随同废弃钻井泥浆进行处置，不外排。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，压裂返排液由罐车送至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理。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。

(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。拟采取噪声污染防治措施主要为：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。

(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废弃油基钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋以及施工人员产生的生活垃圾。

施工期废弃油基钻井废水（HW08）、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）、废 KOH 包装袋（HW49）、废过硫酸钾包装袋（HW49）、废润滑油及其包装桶（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。非含油废防渗布、钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉等一般废弃包装袋、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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

（5）生态环境

拟建工程的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，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，本项目施工对生态环境的影响较小。

1.3 评价工作过程

根据《中华人民共和国生态环境法典》《建设项目环境保护管理条例》等有关法律法规的规定，本项目应开展环境影响评价工作。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。

我单位接受大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部“页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程”环境影响评价工作委托后，立即组织有关技术人员进行了现场踏勘，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设计、地质方案、压裂方案、产能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 2026 年 8 月实施了评价区环境现状调查与监测，包括环境空气、声环境、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》（HJ1248-2022）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《页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书》的编制工作。

编制过程中针对本项目开展了公众参与工作，2026 年 9 月 15 日，建设单位在黑龙江环保技术网对本次环境影响评价工作进行了第一次公示。2026 年 9 月 21 日—10 月 10 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网对本次环境影响评价工作进行了征求意见稿公示，在征求意见稿公示期间，于 2026 年 9 月 22 日和 9 月 23 日在《大庆油田报》进行了报纸公示，同时在附近周围村屯张贴了公示公告。

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《页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书》。现将相关材料交由建设单位提请审查、上报。

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），建设项目环境影响评价工作程序如下图所示。

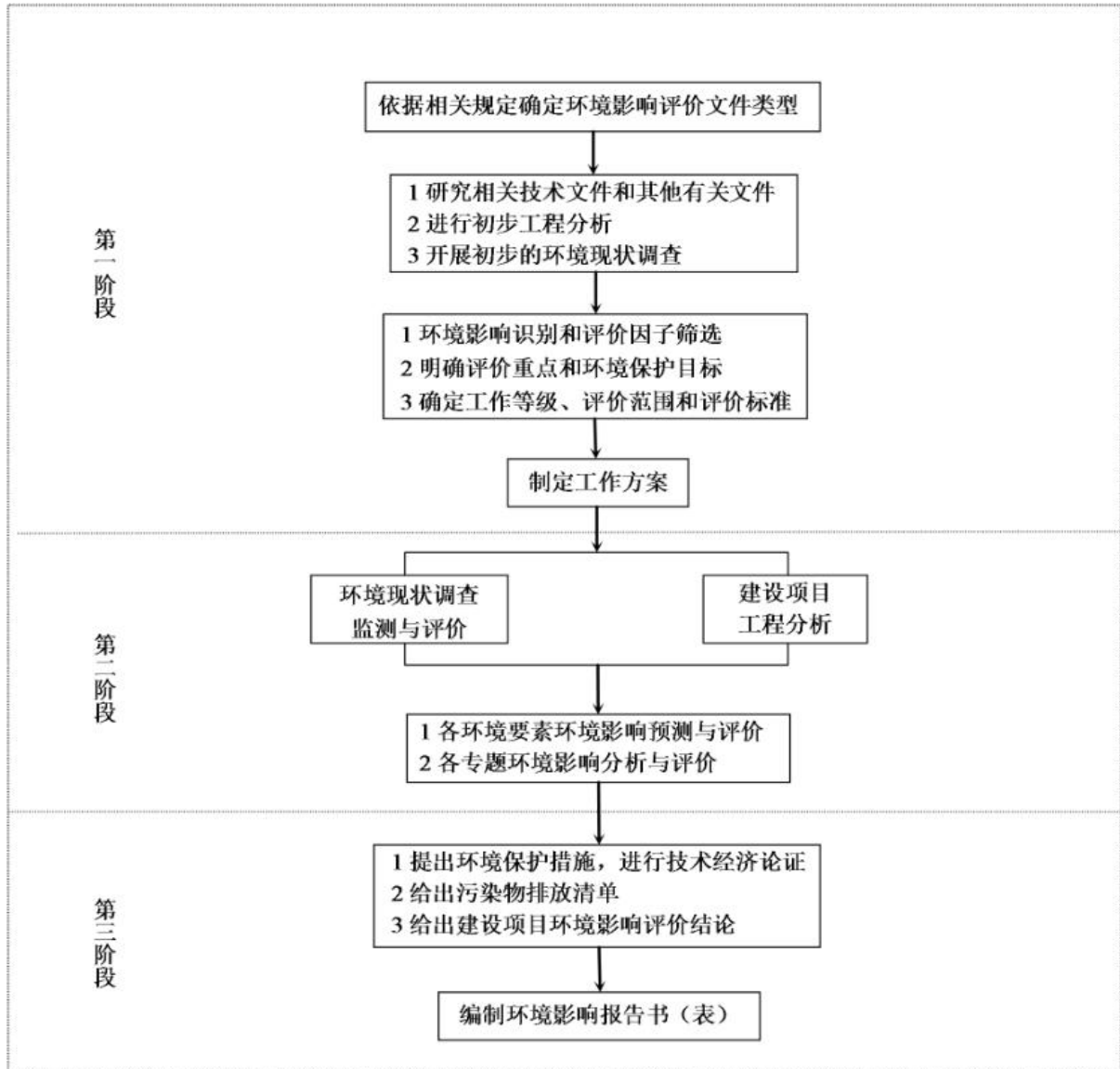


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为页岩油钻井工程，主要建设内容包括新钻井 182 口，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“第七条石油天然气”中“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，因此本项目的建设符合国家产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与主体功能区划符合性分析

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县和大同区。根据《黑龙江省主体

功能区规划》，大庆市辖区包括萨尔图区、龙凤区、让胡路区、大同区和红岗区，属于国家级重点开发区域。大庆市杜尔伯特蒙古族自治县泰康镇、肇源县肇源镇和新站镇属于重点开发城镇，杜尔伯特蒙古族自治县和肇源县其他区域属于限制开发区域（国家农产品主产区）。

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

表 1.4.2-1 本项目区域主体功能区划表

序号	区域划分	文件要求	符合性分析	符合性
1	重点开发区域	重点开发区域要结合环境容量，实行严格的污染物排放总量控制指标，较大幅度减少污染物排放量	本项目所在区域属于环境达标区，本项目仅为钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，项目污染物排放主要为施工期废气、废水、噪声、固体废物等，不涉及污染排放总量	符合
2		重点开发区域要按照国内先进水平，根据环境容量逐步提高产业准入标准	本项目所在区域属于环境达标区，本项目仅为钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，施工期采用泥浆不落地先进生产工艺，为先进、清洁生产工艺，项目选址符合生态环境分区管控相关要求	符合
3		重点开发区域要积极推进控制排污权交易制度改革，合理控制该区域主要污染物排放总量，制定合理的排污权有偿取得价格，鼓励新建项目通过排污权交易获得排污权	本项目仅为钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，项目污染物排放主要为施工期废气、废水、噪声、固体废物等，不涉及污染排放总量	符合
4		重点开发区域要注重从源头上预防环境污染，建设项目要加强环境影响评价和环境风险防范	本项目仅为钻前工程、钻井工程、储层改造工程，主要污染物为施工产生的扬尘、施工车辆尾气、柴油机烟气、试气废气，施工期采取洒水、覆盖等措施，从源头减少了无组织扬尘；试气废气设备配套放喷管设施点火燃烧，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；已开展环境影响评价工作，并建立风险防范体系，定期开展应急演练，提高应急处置水平	符合
5		重点开发区域要合理开发和科学配置水资源，控制水资源开发利用程度，在加强节水的同时，限制入河排污总量，保护好水资源和水环境，加大空中云水资源的开发力度	项目施工期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，压裂返排液处理后全部进行复配压裂液循环利用，促进水资源的充分利用，不外排，	符合

6	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	对外环境无影响,且全面节水	符合
7		限制开发区域要从严控制该区域主要污染物排放总量		符合
8		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	本项目为页岩油钻井工程,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。油田采矿许可证详见附件 4	符合
9		限制开发区域要加大水资源保护力度,适度开发利用水资源,实行全面节水,满足基本的生态用水需求,加强水土保持、环境修复和保护	本项目施工期的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,压裂返排液处理后全部进行复配压裂液循环利用,不外排	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 1.4.2-2 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腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡,大同区和平街道和双榆树乡境内,建成后永久占地面积为 13.68hm ² ,占地类型主要为耕地(永久基本农田)、草地等。本项目在施工过程中井场和道路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》,本项目区块边界范围距离嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区约 13.1km,不在其规定的禁止和限制开发区域范围内。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第十五个五年规划纲要》中第六章第一节提出：“高质量建设“百年油田”，全面加强油气勘探开发技术攻关，积极打造数字油田、智慧油田、绿色油田，实施中长期油气增储上产战略行动，推进油气资源高效集中勘探，推动长垣老区提高采收率，实施古龙页岩油上产工程，确保大庆油田持续高质量稳产。”本项目属于页岩油钻井工程，符合纲要要求。

《大庆市国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》中第一章第二节提出“持续推进页岩油勘探开发，加快建设多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室，持续攻关页岩油原位成藏理论及开发配套技术。支持油田以 Q1-Q8 油层作为重点增储对象，加快 Q1-Q9 油层立体开发先导试验、工业化试验和规模推广，不断迭代水平井钻井提速、页岩油采收率提高、压裂效率提升等技术。力争到 2030 年，大庆古龙页岩油新增探明地质储量达到 4 亿吨、产量突破 300 万吨，到 2035 年建成我国重要陆相页岩油生产基地。”

本项目属于页岩油钻井工程，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十五个五年规划纲要》、《大庆市国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的要求和发展方向。

1.4.2.4 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》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，本项目属于页岩油钻井工程，位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内。与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4.2-3 本项目与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	第三章目标定位和空间战略：第一节发展目标	资源型城市转型取得有效进展，油气资源开发利用能力和科技创新水平进一步增强，稳步推进页岩油勘探开发，稳步跻身东北地区营商环境最优城市行列，成为产业数字化转型样板	本项目属于页岩油钻井工程	符合
2	第五章严格保护耕地，推	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	本项目占地不可避免的占用黑土地。在施工前需要征收土地，应报	符合

	进乡村全面振兴：第 22 条严守耕地底线，稳定优质耕地布局	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	请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。本项目建设过程中，对占用的黑土地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用黑土地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地	
3	第六章筑牢生态安全屏障：第一节建立自然保护地体系	建设分级管控的自然保护地体系。依据生态系统重要程度和保护强度，将国家公园、自然保护区和自然公园分为中央直接管理、中央地方共同管理、地方管理三级，实施分级管控。自然保护地实行分区管控，加大封育力度、森林防火力度，区域内以生态保护修复活动为主	本项目评价范围内不涉及国家公园、自然保护区和自然公园	符合
4	第六章筑牢生态安全屏障：第 31 条草原资源保护利用	因地制宜、分类施策、科学开展草原生态保护修复。实行自然修复为主、人为干预为辅的修复治理政策方针，通过促进草原自然修复、科学防治有害生物、统筹推进林草生态治理、建植草原景观植被等方式，科学开展退化草原生态修复，持续改善草原生态状况，增强草原生态系统稳定性	本项目草地占用主要为井场施工临时占用，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，部分井场距离一般湿地较近，施工结束后恢复原始地貌，对区域生态系统影响较小	符合

本项目为油田开发钻井工程，属于国家能源设施重点建设项目，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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。

1.4.2.5 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、重点治理区和非重点防治区，本项目井场位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内。大同区和平街道所在区域属于水土流失重点预防区，大同区双榆树乡未划定相关区域。杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇属于水土流失重点治理区，肇源县古龙镇和义顺乡未划

定相关区域。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 2。相符性分析见下表。

表 1.4.2-4 与《大庆市水土保持规划（2015-2030）》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	根据水土保持法第十二条，黑龙江省水土保持条例第十二条、十三条、十四条规定，在国家和省级水土流失重点预防区和重点治理区划定基础上，结合大庆市实际，划定市级水土流失重点预防区和重点治理区公告如下：重点治理区：肇州县杏树岗镇，大同区，林甸县，肇源县，杜尔伯特蒙古族自治县	大同区和平街道所在区域属于水土流失重点预防区，大同区双榆树乡未划定相关区域。杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇属于水土流失重点治理区，肇源县古龙镇和义顺乡未划定相关区域。	/
2	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”	本项目在施工过程中采用“分层开发、分层堆放、分层回填”的施工方式，以便植被恢复，临时占用的耕地等质等量复耕、草地等质量恢复。通过采取上述措施后，临时占地地貌会逐渐恢复至原有水平	符合
3	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”	施工结束后对破坏植被用地区域采取恢复植被的方式，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势	符合
4	4.1.2 预防对象“全市范围的各种开发建设活动”4.2.1.2 技术措施中要求“在治理工程中，优先使用封禁等生态修复措施，保护自然植被，恢复采伐迹地植被”	本项目位于永久基本农田集中分布区，无法避让。施工结束后对临时占地进行植被恢复，减少施工活动对生态环境的影响	符合
5	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”	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；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。

1.4.2.6 与《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》于 2024 年 12 月 5 日发布，本项目属于页岩油钻井工程，其中古页 16 井区、古页 24 井区、古页 2HC 部分井区、古页 25

部分井区位于黑龙江省大庆市肇源县古龙镇和义顺乡。与《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4.2-5 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	符合性分析	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
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	符合
4	第六章保护松嫩两江生态空间：第 34 条林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	符合

		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		
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 and 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，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《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》规划要求。

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

《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》于 2024 年 6 月 12 日发布，本项目属于页岩油钻井工程，其中古页 4HC 井区位于大庆市大同区和平街道，古页 1907H-Q9 部分井区位于大庆市大同区双榆树乡。与《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4.2-6 本项目与《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	第七章优化城镇与产业空间布局，推进城乡融合与乡村振兴：第三节优化产业空间布局	加强页岩油等非常规油气资源勘探开发。积极构建多能融合的新发展格局，形成页岩油绿色、低碳、智能化生产模式，建成智能化绿色油田示范基地。为页岩油相关勘探、开采、管理维护、技术研发、装备制造、配套功能等方面的空间需求预留增量空间	本项目属于页岩油钻井工程，有助于形成页岩油绿色、低碳、智能化生产模式，建成智能化绿色油田示范基地	符合
2	第四章构筑国土空间开发保护新格局：第一节严守安全底线	大同区是大庆油田重要的石油生产基地之一。处理好矿产资源勘查开采与生态保护红线及永久基本农田等控制线的关系，油气资源可以在城镇开发边界、耕地与基本农田、自然保护地一般控制区进行开采，禁止在水源地、自然保护地核心区内开采	本项目评价范围内不涉及自然保护区，本项目未在水源地、自然保护地核心区内开采	符合
3	第五章严格保护农业空间，巩固农产品优势地位：第二节全面实施耕地“三位一体”保护	严格落实耕地保护任务。严禁违规占用耕地，严格控制非农建设占用耕地，遏制耕地“非农化”、防止“非粮化”，引导农业结构调整向有利于保护耕地的方向转变。压实耕地保护主体责任，对耕地保护责任目标完成情况定期考核，实行耕地保护党政同责、终身追责。 严格落实耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田。确需占用的，必须做到补充的耕地数量相等、质量相当、产能不降，	本项目占地类型主要为草地和耕地；在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省	符合

		按照国家建立的统一补充耕地监管平台要求，严禁占优补劣、占水田补旱地。严格落实耕地占补平衡责任，落实补充耕地任务。对未纳入耕地保护目标的耕地，同等严格落实占补平衡。涉及占用黑土耕地的，应在黑土区范围内统筹落实补充耕地任务，并按照规定标准对耕作层土壤进行剥离再利用	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 筑牢生态安全屏障，保护生物多样性：第二节 保护培育各类生态系统	严格落实草原保护制度，严禁占用基本草原。在草地上建造永久性、临时性的建筑物、构筑物，以及其他改变草地用途的建设行为，包括资源勘查、开采矿藏和各项建设工程，临时占用等建设项目，应以不占用或尽量少占草地为原则，重点工程建设确需占用的，应当依法办理审核手续，先审批后占用；经确权登记的草原变成除草原以外的其他农用地以及设施用地均需要依法进行审核审批，同时在一定范围内落实草地占补平衡制度。按照整体保护、系统修复、综合治理的要求，针对草原利用不合理、种业发展滞后以及承包经营中存在的问题，分区施策科学合理利用草原，完善草原承包经营制度，大力发展草种业路径。对于已经严重退化、沙化、碱化的草原禁止放牧，并根据草原保护、建设、利用规划开展草原保护建设，划定治理区，组织专项治理	本项目草地占用主要为井场施工临时占用，施工结束后采取生态恢复措施，保护区域草原生态系统	符合
5	第六章 筑牢生态安全屏障，保护生物多样性：第二节 保护培育各类生态系统	保护境内重要湿地，推进湿地自然生境建设。以重要生态区域湿地生态系统恢复和修复为突破口，采取积极有效的修复措施，确保湿地生态系统稳定，维持和建造湿地生物群落，促进湿地生态系统自我修复，提升湿地质量，推动湿地上档升级。重点针对油田开发区退化湿地、盐碱湿地进行恢复，实施湿地恢复与保护示范工程，提出石油开发区湿地生态系统保护、污染防治以及受损湿地生态系统恢复的对策与措施，努力降低石油开采对湿地的不良影响	本项目不涉及重要湿地，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《大同区国土空间总体规划（2021-2035 年）》规划要求。

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

《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》于 2024 年 11 月 7 日发布，本项目属于页岩油钻井工程，其中古页 1005 井区、古页 15 井区、古页 1 井区、古页 25 部分井区、古页 2HC 部分井区、古页 1907H-Q9 部分井区位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县的腰新乡和他拉哈镇。与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见下表。

表 1.4.2-7 本项目与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合

性分析

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	第三章国土空间目标与战略：第三节国土空间开发保护发展战略	加速融入黑龙江省哈大齐牡绥轴线，合理开发页岩油气产业，促进石油资源转型创新，助力杜尔伯特“工业立县”	本项目属于页岩油钻井工程，有助于开发页岩油气产业	符合
2	第四章以“三区三线”为基础，优化国土空间开发保护格局：第一节统筹划定落实三条控制线	生态保护红线内严格禁止开发性、生产性建设活动，原则上自然保护区核心保护区内禁止人为活动，其他区域在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。同时需要加大对生态保护红线的管控力度，严格控制生态保护红线的准入要求，确保生态保护红线的功能连续性和完整性	本项目不在生态保护红线范围内	符合
3	第五章保障绿色有机农业空间：第二节实施黑土耕地“三位一体”保护	规划期内开展耕地和永久基本农田建设工程，加大耕地保护力度，严格限制各项非农业建设占用耕地。经批准占用耕地的，实行占补平衡，保持耕地面积稳定，质量提高。全力推进耕地和永久基本农田保护和建设，到 2035 年全域耕地和永久基本农田主要分布在江湾乡、胡吉吐莫镇、他拉哈镇、腰新乡	本项目占地类型主要为草地和耕地；在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地面积。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，严格落实大庆市下达的耕地保护，永久基本农田保护任务	符合
4	第六章筑牢廊带交织生态空间：第三节分类推进生态资源保护与利用	规划至 2035 年，杜蒙县草原面积保持稳定，草地质量不断提升。杜蒙县草地资源丰沛，草地遍布全域，与耕地、水域穿插分布。规划以天然牧草地为基底，以人工牧草地为核心，构筑保障县域农牧生态网络体系，科学确定禁牧区、轮休区，最大限度保护草地资源	本项目草地占用主要为井场施工和道路施工临时占用，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。井场永久占用草地面积较少，采取生态补偿等措施	符合
5	第六章筑牢廊带交织生态空间：第三节分类推进生态资源保护与利用	规划至 2035 年，杜蒙县湿地面积保持稳定，湿地保护率不低于 65%。坚持“全面保护、生态优先、突出重点、合理利用、持续发展”的方针，最大限度维护湿地生物多样性及湿地生态系统结构和功能的完整性，严格落实总量控制与限额使用、依法占用、占补平衡、生态补偿等湿地管理制度，确保杜蒙县湿地面积不减少、湿地性质不改变、湿地功能不破坏、湿地质量不降低。以更好地保护生物多样性，增加空气的湿度和美化环境，增强湿地的水文调节和水循环功能	本项目不涉及重要湿地，对区域生态系统影响较小	符合

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

1.4.2.9 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 1.4.2-8 与《黑龙江省大气污染防治条例》相关要求的符合性

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第三十一条石油化工及其他生产、使用有机溶剂的企业应当采取有效措施,对管道、设备进行日常维护、维修,减少物料泄漏,及时收集处理泄漏物料。 工业生产、垃圾填埋和其他活动产生的可燃性气体应当回收利用,不具备回收利用条件的,应当进行污染防治处理。普遍推行垃圾分类制度。垃圾焚烧设施的运营单位,应当按照国家规定,采取有效措施,实现达标排放。	本项目施工期排放的 VOCs (挥发性有机物) 主要为试油过程中的伴生气, 采取主要措施为: ①储层改造工程试油工段产生的放喷废气和放空气体均经过火炬燃烧后排放, 减少 VOCs 废气排放; ②井口安装密封垫, 最大限度降低烃类气体的挥发; ③施工期加强井下作业管理, 提高落地油回收率, 减少烃类气体挥发	符合
2	第四十五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: (一)在施工工地设置硬质围挡,并负责维护; (二)在施工工地公示扬尘污染防治措施、负责人、监督管理部门等信息; (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; (四)施工工地出入口、主要通道、加工区等采取硬化处理措施; (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; (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	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

根据上表分析可知, 本项目符合《黑龙江省大气污染防治条例》相关要求。

1.4.2.10 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 1.4.2-9 与《黑龙江省水污染防治条例》相关要求的符合性

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第三条水污染防治应当优先保护饮用水水源,保障饮用水安全,严格控制工业污染、城镇生活污染,防治农业面源污染,加强入河排污口设置和管理,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。	项目施工期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, 压裂返排液处理后全部进行复配压裂液循环利用, 促进水资源的充分利用, 不外排, 对外环境无影响, 且全面节水。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	第二十四条县级以上人民政府应当合理规划、优化工业布局, 推动产业集聚、集聚		

	发展，科学规划建设工业园区，引导企业入驻，实现水资源分类循环利用和水污染集中治理。		
3	第二十五条排放工业废水的企业应当采取有效措施，收集和处理产生的全部废水，防止污染环境。含有毒有害水污染物的工业废水应当分类收集和处理，防止渗漏、流失，不得稀释排放。		

根据上表分析可知，本项目符合《黑龙江省水污染防治条例》相关要求。

1.4.2.11 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 1.4.2-10 与《黑龙江省防沙治沙条例》相关要求的符合性

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	二十六条油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查	本项目为页岩油钻井工程项目，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，促进地表植被恢复和建设	符合

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、肇源县和大同区，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。

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

该标准中“陆上石油天然气开采”指的是陆上油气田、滩海陆采油气田和海上油气田陆岸终端的石油天然气开采活动，包括石油和天然气勘探、钻井、完井、录井、测井、井下作业、试油和试气、采油和采气、油气集输与油气处理等作业或过程；不包括油砂、油页岩、页岩气、煤层气、天然气水合物等非常规油气的开采活动。由于本项目工艺流程及产排污种类均与石油天然气开采相似，因此，本项目参照执行。本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析见下表。

表 1.4.2-11 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求		符合性分析	符合性
1	挥发性有机液体储存排放控制要求		本项目不涉及原油等挥发性有机液体储存	符合
2	挥发性有机液体装载排放控制要求	挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm	本项目不涉及原油等挥发性有机液体装载	符合
3	废水集输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	本项目不涉及油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水等废水	符合
4	设备与管线组件泄漏排放控制要求	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作	本项目不属于重点地区，项目不涉及油气集中处理站、天然气处理厂、储油库等	符合
5	其他排放控制要求	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程	本项目不涉及原油稳定措施	符合
6		对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案	项目试油阶段时间短，产生的伴生气不具备回收条件，通过放空火炬燃烧放空	符合
7	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 4.0mg/m ³	本项目不涉及油气集中处理站、凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库等	符合
8	污染物监测要求	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果	建设单位已制定了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，本次评价也提出了相应的监测计划要求	符合

1.4.2.13 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

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

表 1.4.2-12 与环办环评函〔2019〕910 号符合性分析对照表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题、环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目建设内容是新钻油井 182 口；编制过程中按照相关导则要求分析了项目施工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、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、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容，项目地面工程建设及运营应单独开展环评	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目施工期废水均综合利用，不向地表水体排放污染物	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气	项目施工期产生的压裂返排液运输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	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	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火炬燃烧后排放，减少 VOCs 废气排放，项目不涉及恶臭气体排放	符合
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大庆城控电力有限公司焚烧处理；废射孔液、废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑、落地油、含油污泥由泥浆槽收集后，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，分离出的固体即废弃水基钻井泥浆、水基岩屑由泥浆槽收集后，由罐车拉运	符合

		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、废 KOH 包装袋、废过硫酸钾包装袋、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；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	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放	施工期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；本项目不涉及生态环境敏感区；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	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2024 年在生态环境主管部门备案，备案编号为：230604-2024-12-H，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证项目发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求，详见附件 5	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。海洋油气开发项目环境影响后评价的具体要求另行规定	建设单位已制定了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，本次评价也提出了相应的监测计划要求	符合
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	本项目所在区块从 2021 年开始开发建设，目前不涉及工程设施退役；当工程设施退役时，提前编制退役方案和生态恢复方案，保障生态恢复	符合

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。

1.4.2.14 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性判定

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》中没有对石油和天然气开采业作出明确规定，其中要求：“石油和天然气开采业、制药工业以及机动车排放的 VOCs 污染

防治可分别参照相应的污染防治技术政策”。因此，本次评价分析本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性，具体分析情况见下表。

表 1.4.2-13 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求的符合性

序号	文件要求	符合性分析	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	本项目为现有区块的改扩建项目，依托现有场站实现油气处理；固体废物收集后统一集中处置	符合
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	井下作业中均配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	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
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	本项目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，处理后全部用于复配压裂液	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目不涉及集输工程	符合
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	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，通过放空火炬燃烧放空	符合
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染	建议本项目设置 5 个地下水跟踪监测点位：根据项目井场分布、周边地下水井分布等情况，在区域上游设 1 个背景监测点，在项目区域内设置 2 个跟踪监测点，区域下游设 2 个跟踪监测点，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	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	废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑和废射孔液、落地油和含油污泥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》	符合

或无害化处置	(DB23/T3104-2022) 限值后, 用作垫井场和通井路, 含油污泥资源化利用率可达到 90% 以上	
--------	--	--

根据上表分析可知, 本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

1.4.2.15 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153 号) 符合性判定

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153 号) 符合性判定见下表。

表 1.4.2-14 本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性判定

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等, 排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的, 相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量(质量比) 低于 10% 的工序, 可不要求采取无组织排放收集措施	本项目井场试油产生的伴生气采用试油设备配套放喷管设施点火燃烧。本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》的要求
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋, 高效密封储罐, 封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送, 应采用密闭管道或密闭容器、罐车等	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术, 以及高效工艺与设备等, 减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式	

根据上表分析可知, 本项目符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153 号) 相关要求。

1.4.2.16 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) 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 1.4.2-15 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	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动, 依法编制的环境影响评价文件中, 应当包括地下水污染防治的内容, 并采取防护性措施	本项目为 182 口井钻井工程, 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。	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、水基泥浆槽及污染防治措施等设	符合

		施的运行状况、维护记录,同时对监测结果定期进行信息公开;建议本项目设置 5 个地下水跟踪监测点位:根据项目井场分布、周边地下水井分布等情况,在区域上游设 1 个背景监测点,在项目区域内设置 2 个跟踪监测点,区域下游设 2 个跟踪监测点,定期对地下水进行跟踪监测	
--	--	---	--

根据上表分析可知,本项目符合《地下水管理条例》相关要求。

1.4.2.17 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性分析详见下表。

表 1.4.2-16 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
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,本项目总占地 132.528hm ² ,其中永久占地为 13.68hm ² ,临时占地为 118.848hm ² ,占地类型为耕地(永久基本农田)及其他草地。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。对占用的黑土地,按照“占多少,垦多少”的原则,由建设单位负责开垦与所占用黑土地的数量和质量相当的耕地;如果没有条件开垦时,按照省的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地	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	本项目总占地 132.528hm ² ,其中永久占地为 13.68hm ² ,临时占地为 118.848hm ² ,占地类型为耕地(永久基本农田)及其他草地。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,本项目建设过程中节约、集约使用黑土地,尽量少占黑土地	符合
3	生产建设活动占用黑土地的,应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案,统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地,应剥离占地内 0.3m 的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一,质量相等”的要求进行易地补充耕地,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

根据上表分析可知,在采取以上措施后,本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中的相关要求。

1.4.2.18 与《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)》符合性分析

本项目与《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)》相关要求符合性分析详见下表。

表 1.4.2-17 本项目与《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）》

符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作应与农业生产、土地整治、生态修复工程等统筹规划衔接。结合建设项目实施计划，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、运输、储存和再利用等工作	采取项目占用耕地生态恢复等措施，主要包括：施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，尽量不破坏土壤结构，以便尽快恢复土地原貌	符合
2	坚持“谁用地、谁承担，谁剥离、谁受益”。建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由占用耕地所在县（市、区）政府或项目用地单位（个人）实施	本项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由建设单位大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部组织实施，符合“谁用地、谁承担，谁剥离、谁受益”的原则	符合
3	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；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	本项目对占用耕地，首先实施耕作层土壤剥离；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井场临时占地范围内。施工结束后表土用于临时占地恢复	符合
4	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。	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；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；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；合理规划施工进度，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。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）。通过采取上述措施可以有效防止土壤和环境污染	
5	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，避让基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域	本项目井场和道路施工剥离表土堆放在井场临时占地范围内，安排专人管理；表土堆场均不占用永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域	
6	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	剥离的表土临时堆放在施工占地内，堆高不超过 3m，边坡比可按 1:0.75 设置，暂时不填埋的堆场周围设置围挡，并用防沙抑尘网苫盖，减少水土流失。定期洒水，防止土壤肥力降低。表土临时堆放场采取排水、拦挡等临时防护，严禁弃土、弃渣露天堆放	

根据上表分析可知，本项目按照《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）》采取相关措施，满足其要求。

1.4.2.19 与《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）符合性分析

本项目与《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）相关要求相符性分析见下表。

表 1.4.2-18 本项目与《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行	本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内，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，本项目不在生态保护红线范围内，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《黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台》出具的报告可知，项目区涉及优先保护单元-大同区一般生态空间区、杜尔伯特蒙古族自治县一般生态空间和肇源县一般生态空间，主要保护优先保护单元和一般保护单元内的基本农田。且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本项目选址不在特殊重要生态功能区内，因此项目建设符合生态保护红线保护要求	符合
2	强化数据共享。生态保护红线划定方案经国务院批准后，应按照“统一底图、统一标准、统一规划、统一平台”的要求，逐级汇交纳入全国国土空间规划“一张图”，并与国家生态保护红线生态环境监督平台实现信息共享，作为国土空间规划实施监督、生态环境监督的重要内容 and 国土空间用途管制的重要依据。加强各部门数据和成果实时共享，提升空间治理现代化水平加大监管力度。各级自然资源主管部门会同相关部门，强化对生态保护红线实施情况的监督检查。各级自然资源主管部门要严格国土空间用途管制实施监督；各级生态环境主管部门要做好生态环境监督工作；各级林业和草原主管部门重点抓好自然保护地的监督管理		符合

根据上表分析可知，本项目符合《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）相关要求。

1.4.2.20 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）相关要求相符性分析见下表。

表 1.4.2-19 本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、	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（永久基本农田），本项目总占地 132.528hm ² ，其中永久占地为 13.68hm ² ，临时占地为	符合

	公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定	118.848hm ² ，占地类型为耕地（永久基本农田）及其他草地，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	
2	县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和基本农田的，由市级或者县级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还	本项目占用部分永久基本农田，采取“先占后补”原则	符合

根据上表分析可知，本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》相关要求。

1.4.2.21 与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

2023 年 11 月 7 日生态环境部等 11 部门印发了《甲烷排放控制行动方案》的通知，本项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析见下表。

表 1.4.2-20 本项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

序号	相关要求		符合性分析	符合性
1	(二) 推进能源领域甲烷排放控制	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空	本项目试油阶段产生的伴生气，不具备回收价值，在井场通过火炬进行燃烧放空	符合
2		推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力	本项目不涉及	符合
3		推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量	井场设置放空池及放空火炬；无法回收利用的伴生气引至放空火炬处燃烧	符合
4	(五) 加强污染物与甲烷协同控制	加强挥发性有机物与甲烷协同控制，妥善处置工业生产产生的含甲烷可燃性气体	本项目试油阶段产生的伴生气在井场通过火炬进行燃烧放空	符合

根据上表分析可知，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》相关要求。

1.4.2.22 与《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》符合性分析

《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》已由黑龙江省第十四届人民代表大会常务委员会第十八次会议于 2024 年 10 月 31 日通过，自 2025 年 1 月 1 日起施行。2026 年 7 月 30 日黑龙江省第十四届人民代表大会常务委员会第二十九次会议修正。本项目与《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》符合性分析见下表。

表 1.4.2-21 本项目与《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第九条 建设产生、贮存、利用、处置固体废物的项目，应当符合生态环境分区管控要求，依法进行生态环境影响评价，并遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。	本项目产生有固体废物，项目建设符合生态环境分区管控要求，依法进行了环境影响评价，并遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定	符合
2	第十五条 产生工业固体废物的单位应当依法实施清洁生产审核，通过采取工艺设备改造、清洁能源使用、原料替代等措施，从源头减少工业固体废物产生；加强原材料深度加工以及循环使用、伴生产品加工利用、副产物综合利用。	建设单位已依法实施清洁生产审核，通过采取先进钻井工艺，从源头减少工业固体废物产生；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，处理后产生的泥饼处理达标后用于修井间道路、铺垫井场等；废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑和废射孔液、落地油和含油污泥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，处理达标后用作垫井场和通井路	符合
3	第三条 固体废物污染防治坚持减量化、资源化、无害化和污染担责原则，加强产生、收集、贮存、运输、利用、处置等全过程管控。	建设单位已申请排污许可证，按照相关要求定期向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定	符合
4	第二十三条 产生危险废物的单位，应当按照国家有关规定制定危险废物管理计划，通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案，并向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。危险废物管理计划调整的，产生危险废物的单位应当及时备案。	本次评价提出了危险废物管理相关要求，建设单位应当按照国家有关规定制定危险废物管理计划，通过国家固体废物管理信息系统向所在地生态环境主管部门备案	符合

根据上表分析可知，本项目采取的固体废物污染防治措施符合《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》相关要求。

1.4.2.23“三区三线”占用情况分析

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域。根据《大庆市国土空间总体规划（2021—2035 年）》中大庆市土地利用规划图，本项目建设区域涉及基本农田集中区（详见附图 3）。同时根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台查询结果，本

项目不涉及生态保护红线内区域。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，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和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内，属于大庆市一般管控单元、优先保护单元（详见附图 5）。

1.5 生态环境分区管控符合性分析

1.5.1 生态保护红线

根据《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》，生态保护红线主要包括：水源涵养功能区、水土保持功能区、防风固沙功能区、生物多样性维护区、重要生态敏感区、重要生态脆弱区、关键生态系统保护区、重点森林保护区、重点湿地保护区、重点草原保护区、国土安全保护区、重点水域保护区。

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

本项目涉及区域包括大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内，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。

1.5.2 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质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

本项目开发区域环境空气功能为二类区，根据《2025 年大庆市生态环境状况公报》环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限制二级标准要求，空气质量好，尚有容量进行项目建设。通过分析可知，本项目实施后对区域内的大气环境质量影响较小。

项目区域内井场周围声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，本项目实施后对区域内的大气环境质量影响较小。

本项目实施后对区域内的大气环境质量影响较小，在采取措施后不会对地下水、土壤环境产生影响，区域地下水环境质量均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类限值 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

经分析，本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，永久占地石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ）满足表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围外耕地土壤可以满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

1.5.3 资源利用上线

资源利用上线是指按照自然资源资产“只能增值、不能贬值”的原则，以保障生态安全和改善环境质量为目的，利用自然资源资产负债表，结合自然资源开发管控，提出的分区域分阶段的资源开发利用总量、强度、效率等上线管控要求。

本项目涉及区域包括大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内，各区域水资源环境承载力如下：

腰新乡与他拉哈镇：他拉哈镇拥有水面 3.4 万亩，草原 11.5 万亩，湿地资源丰富，具备较强的水源涵养能力。腰新乡紧邻嫩江，江段流经 35 公里，为其提供了稳定的地表水资源。

肇源县古龙镇、义顺乡：古龙镇与腰新乡接壤，共享嫩江流域资源，其盐碱地治理项目通过“三良一体化”模式（测产增产 8%）提升农田用水效率，减少水土流失。义顺

乡作为农业区，需关注畜禽养殖废水处理，避免对松花江支流造成污染。

大同区：大同区作为大庆市盐碱地主要分布区，需注意大规模开发对地下水位的影
响，避免过度抽取导致水资源枯竭。大同区靠近大庆市主城区，工业用水需求较高，需
通过循环利用技术和严格排污标准减轻对水环境的压力。

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》、《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）》相关要求，及《生态环境分区管控分析报告》可知，
本项目不涉及水资源重点管控区及一般管控区。本项目为油田开发钻井工程，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，减
少对土地的占用，消耗的水主要用于生活需要，由罐车拉运。本项目实施不会突破水资
源上线要求。由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，因此本项目建
设符合资源利用上线要求。

1.5.4 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。

本项目新钻生产井 182 口，井型为水平井。根据《关于发布大庆市生态环境准入清
单（2023 年版）的通知》中对杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县、大同区生态环境准入的
要求符合性见表 1.5.4-1。

本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见附图 6

表 1.5.4-1 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目	是否相符
ZH23060610002	大同区一般生态空间区	大同区一般生态空间	一、空间布局约束 区域准入要求：1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由县级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。 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、资源开发效率要求 /	本项目为油田开发钻井工程，属于国家能源设施重点建设项目。该优先保护单位内占地类型主要为耕地和草地，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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。	符合
ZH23060630001	大同区永久基本农田	大同区永久基本农田	一、空间布局约束 / 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、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淤积底泥、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，	本项目为油田开发钻井工程，属于国家能源设施重点建设项目。该优先保护单位内占地类型主要为耕地和草地，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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。	符合

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

			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。		
ZH23060630002	大同区其他区域	大同区其他区域	一、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。 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、资源开发效率要求 /	本项目为油田开发钻井工程，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	符合
ZH23062410002	杜尔伯特蒙古族自治县一般生态空间	杜尔伯特蒙古族自治县一般生态空间	一、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，须依法由县级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。 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、资源开发效率要求 /	本项目为油田开发钻井工程，属于国家能源设施重点建设项目。该优先保护单位内占地类型主要为耕地和草地，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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。	符合
ZH23062430001	杜尔伯特蒙古族自治县永久基本农田	杜尔伯特蒙古族自治县永久基本农田	一、空间布局约束 / 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、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	本项目为油田开发钻井工程，属于国家能源设施重点建设项目。该优先保护单位内占地类型主要为耕地和草地，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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	符合

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

			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。	要求的“占一补一，质量相等”要求。	
ZH230624 30002	杜尔伯特 蒙古族自治 县其他 区域	杜尔伯特 蒙古族自治 县其他 区域	一、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。 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、资源开发效率要求 /	本项目为油田开发钻井工程，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	符合
ZH230622 10002	肇源县一 般生态空 间	肇源县一 般生态空 间	一、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，须依法由市县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。5.肇源县大庙风景名胜区分同时执行：禁止开发建设活动要求：1) 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但法律、行政法规等另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区，因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准；其中，进入国家级自然保护区核心区的，应当经省、自治区、直辖市人民政府有关自然保护区行政主管部门批准。2) 禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开	本项目为油田开发钻井工程，属于国家能源设施重点建设项目。该优先保护单位内占地类型主要为耕地和草地，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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；本项目施工完成后及时进行生态恢复，恢复原始地貌；本项目不涉及自然保护区；本项目钻井废水、压裂返排液均处理后综合利用，不外排，减	符合

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

		设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目。3) 禁止在自然保护区的核心区和缓冲区内建设畜禽养殖场、养殖小区。4) 禁止在自然保护区及其外围保护地带建立污染、破坏或者危害自然保护区自然环境和自然资源的设施。5) 核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施；实验区不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。限制开发建设活动要求：在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。6.肇源县引嫩入肇饮用水水源地同时执行：1) 饮用水地表水源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定：(1) 禁止一切破坏水环境生态平衡的活动以及破坏水源林、护岸林、与水源保护相关植被的活动。(2) 禁止向水域倾倒工业废渣、城市垃圾、粪便及其它废弃物。(3) 运输有毒有害物质、油类、粪便的船舶和车辆一般不准进入保护区，必须进入者应事先申请并经有关部门批准、登记并设置防渗、防溢、防漏设施。(4) 禁止使用剧毒和高残留农药，不得滥用化肥，不得使用炸药、毒品捕杀鱼类。(5) 禁止建设畜禽养殖场、养殖小区。(6) 禁止设置排污口。2) 饮用水地表水源各级保护区及准保护区内必须分别遵守下列规定：(1) 一级保护区内：禁止新建、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，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；禁止向水域排放污水，已设置的排污口必须拆除；不得设置与供水需要无关的码头，禁止停靠船舶；禁止堆置和存放工业废渣、城市垃圾、粪便和其他废弃物；禁止设置油库；禁止从事种植、放养畜禽和网箱养殖活动；禁止可能污染水源的旅游活动和其他活动。(2) 二级保护区内：禁止新建、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，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；原有排污口依法拆除或者关闭；禁止设立装卸垃圾、粪便、油类和有毒物品的码头。(3) 准保护区内：禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。3) 国务院和省、自治区、直辖市人民政府根据水环境保护的需要，可以规定在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施。4) 饮用水地下水源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定：禁止利用渗坑、渗井、裂隙、溶洞等排放污水和其它有害废弃物；禁止利用透水层孔隙、裂隙、溶洞及废弃矿坑储存石油、天然气、放射性物质、有毒有害化工原料、农药等；实行人工回灌地下水时不得污染当地地下水源。(1) 一级保护区内：禁止建设与取水设施无关的建筑物；禁止从事农牧业活动；禁止倾倒、堆放工业废渣及城市垃圾、粪便和其它有害废弃物；禁止输送污水的渠道、管道及输油管道通过本区；禁止建设油库；禁止建立墓地。(2) 二级保护区内：①对于潜水含水层地下水水源地：禁止建设化工、电镀、皮革、造纸、制浆、冶炼、放射性、印染、染料、炼焦、炼油及其它有严重污染的企业，已建成的要限期治理，转产或搬迁；禁止设置城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物堆放场和转运站，已有的上述场站要限期搬迁；禁止利用未经净化的污水灌溉农田，已有的污灌农田要限期改用清水灌溉；化工原料、矿物油类及有毒有害矿产品的堆放场所必须有防雨、防渗措施。②对于承压含水层地下水水源地：禁止承压水和潜水的混合开采，作好潜水的止水措施。(3) 准保护区内：禁止建设城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物的堆放场站，因特殊需要设立转运站的，必须经有关部门批准，并采取防渗漏措施；当补给源为地表水体时，该地表水体水质不应低于《地表水环境质量标准》Ⅲ类标准；不得使用不符合《农田灌溉水质标准》的污水	少对地表水的影响；本项目评价范围内不涉及饮用水地表水源各级保护区及准保护区
--	--	---	--

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

			进行灌溉，合理使用化肥；保护水源林，禁止毁林开荒，禁止非更新砍伐水源林。7.嫩江松花江三岔河口鲢、翘嘴鲇国家级水产种质资源保护同时执行：1）不得损害水产种质资源及其生存环境。2）禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田工程。 3）禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。4）在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。5）特别保护期内不得从事捕捞、爆破作业以及其他可能对保护区内生物资源和生态环境造成损害的活动。6）在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、资源开发效率要求 /		
ZH230622 30001	肇源县永久基本农田	肇源县永久基本农田	一、空间布局约束 / 二、污染物排放管控 / 三、环境风险防控 / 四、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。	程，属于国家能源设施重点建设项目。该优先保护单位内占地类型主要为耕地和草地，根据油层地质勘查，本项目部分拟建井场占用耕地，无法避让永久基本农田，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；本项目施工完成后及时进行生态恢复，恢复原始地貌。	符合

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

ZH230622 30002	肇源县其 他区域	肇源县其 他区域	一、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。 二、污染物排放管控 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。 三、环境风险防控 / 四、资源开发效率要求 /	本项目为油田开发钻井工程，占地类型为耕地和其他草地，属于国家能源设施重点建设项目	符合
-------------------	-------------	-------------	--	--	----

1.5.5 与水环境管控

根据项目与黑龙江省生态环境分区管控成果数据分析报告可知，本项目与地下水环境管控要求符合性分析见下表。

表 1.5.5-1 本项目与地下水环境管控要求符合性分析

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	本项目基本情况	是 否 相符
YS2306066 310001	大同区地 下水环境 一般管控 区	大庆市	大同区	一般管控区	环境风险管控 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.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。	相符
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			
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			

1.6 选址合理性分析

本项目涉及区域包括大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内，规划共部署油井共 182 口，项目仅为钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容。施工区域周围敏感点主要为村庄，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地，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，项目位于一般管控单元和优先保护单元。

（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，项目永久占地类型主要为耕地（永久基本农田）及草地等，本项目油田开发区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；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。

（2）土地占用分析

按照《中华人民共和国基本农田保护条例》（2011 年修正），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。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，项目选址无法避让永久基本农田，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(永久基本农田)及草地, 不存在裸露的沙地, 无严重的水土流失情况, 项目占地类型主要为耕地(永久基本农田)及草地, 总占地 132.528hm², 其中永久占地为 13.68hm², 临时占地为 118.848hm², 占地主要为井场和道路施工占用的临时占地。临时占用的土地均在施工结束后进行恢复, 同时施工期严格控制作业面积, 不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水, 防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小, 永久占地进行铺设防渗布、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, 井位及井场临时占地尽量远离地表水体和湿地, 仅有四口井占用一般湿地。遵循《湿地保护法》《黑龙江省湿地保护条例》, 自然恢复为主、人工修复为辅; 占一复一、同质恢复; 先水系、后基底、再植被、长期管护; 临时占用湿地施工结束后立即启动修复, 2 年内恢复原有湿地结构与生态功能。本项目建设实施, 通过全部拆除临时建筑、彻底清理施工杂物, 井下作业中均配备泄油器、刮油器等配套措施, 落地油在施工结束后 100%回收, 施工前分层剥离的湿生草根层、泥炭腐殖土、下层黏土分区存放, 土工布全覆盖保湿防风干, 修复时分层回填, 不与风沙土、黑土混杂。因此项目的建设不会对湿地环境造成较大影响。

临时占地不占用公益林, 不选择地势不平、涉水地面等不适宜建设的地址, 优先选择植被分布较少的位置。本项目占地类型为耕地(永久基本农田)及草地, 对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用, 并对临时占用的耕地采取生态恢复及补偿措施, 把

对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析。本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

(4) 结论

本项目建设通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.7 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于钻前工程、钻井工程、储层改造工程和配套道路施工等工艺过程，环境影响主要为施工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，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、重要湿地等环境敏感区，主要环境保护目标为评价范围内的农田生态环境、区块周边分布的村屯、一般湿地、地表水体和区域地下水。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，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、完井等对环境产生的影响。

(1) 大气环境

本项目施工期对大气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，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火炬燃烧，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火炬燃烧后无组织排放，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。

(2) 地表水环境

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。施工期生活污水排入施工井场内临时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置。施工期废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

（3）地下水环境

本项目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。

（4）声环境

本项目施工期对声环境的影响主要为施工机械车辆噪声、钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、压裂设备噪声，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。

（5）生态环境

施工活动中土地开挖、施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成土地裸露加剧水土流失。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。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。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防沙治沙措施，主要包括严控施工占地和施工活动范围、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和地表植被恢复等。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

（6）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。正常工况下本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响。因此项目施工过程中均铺设防渗布，有效避免落地油污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

（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）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）、废 KOH 包装袋（HW49）、废过硫酸钾包装袋（HW49）、废润滑油及其包装桶（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。非含油废防渗布、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。生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境影响较小。

（8）环境风险

本项目的主要环境风险包括油井套管破损、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，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。

1.8 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本项目符合国家产业政策。本项目选址位于一般管控单元、优先保护单元，不在重点管控单元，本项目不涉及生态保护红线内区域，采取相关措施后符合“三线一单”要求。本项目区域内环境空气、声环境、地下水环境、土壤环境质量等均较好，项目实施后对区域内的大气、声、水和土壤等环境质量影响较小。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）的要求，本项目环评

进行的过程中建设单位开展了公众参与调查。具体见《页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程环境影响评价公众参与说明》

本报告书较为详细地论述了建设项目工程概况、施工期主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程符合国家产业政策和当地相关规划，公众认同性较好。只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以防控，从环境保护角度看，本项目选址合理，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) 《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 8 月 15 日施行）；
- (2) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月 25 日修正）；
- (3) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (4) 《中华人民共和国草原法》（2021 年 4 月 29 日修正）；
- (5) 《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日施行）；
- (6) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2023 年 5 月 1 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日起施行）；
- (9) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日起施行）；
- (10) 《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日修订）。

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 年 10 月 1 日起施行）；
- (2) 《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日起施行）；
- (3) 《中华人民共和国基本农田保护条例》（2011 年修正）；
- (4) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年 1 月 8 日修订）
- (5) 《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (4) 《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》（2026 年 7 月 30 日修订）；
- (5) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日公布）
- (6) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2026 年 7 月 30 日修订）；
- (7) 《黑龙江省水污染防治条例》（2026 年 7 月 30 日修订）；
- (8) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年 6 月 28 日修正）；
- (9) 《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修正）；
- (10) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016 年 2 月 6 日修正）；

(12) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年 9 月 1 日起施行）；

(13) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日起施行）。

(14) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018 年 6 月 28 日修正）

(15) 《黑龙江省野生动物保护条例》（2020 年 1 月 1 日起施行）

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）》（部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；

(2) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 2 日发布）；

(3) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日起实施）；

(4) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日起施行）；

(5) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日起施行）；

(6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日发布）；

(7) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 7 日发布）；

(8) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日起施行）；

(9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日发布）；

(10) 《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日起施行）；

(11) 《全国地下水污染防治规划（2011—2020 年）》（环发〔2011〕128 号，2011 年 10 月 28 日发布）；

(12) 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评〔2018〕

11 号，2018 年 1 月 26 日印发）；

（13）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号，2016 年 10 月 26 日发布）；

（14）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号，2017 年 11 月 15 日发布）；

（15）《危险废物排除管理清单（2024 年版）》（征求意见稿）（环办便函〔2024〕313 号，2024 年 9 月 25 日）；

（16）《关于印发〈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〉的通知》（林沙发〔2017〕84 号，2017 年 8 月 8 日发布）；

（17）《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号，2021 年 11 月 4 日发布）；

（18）《关于加强和改进基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号，2019 年 1 月 3 日发布）；

（19）《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，2021 年 7 月 26 日发布）；

（20）《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号，2022 年 8 月 16 日发布）；

（21）《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》（环办环评函〔2021〕346 号，2021 年 7 月 27 日发布）。

2.1.4 地方政府及其职能部门的法规、政策及规范性文件

（1）《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发〔2016〕3 号，2016 年 1 月 1 日发布）；

（2）《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55 号，2015 年 12 月 31 日发布）；

（3）《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2 号，2017 年 3 月 31 日发布）；

（4）《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 日发布)；

(5) 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)；

(6) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》(2023 年版)；

(7) 《大庆市生态环境准入清单(2023 年版)》；

(8) 《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》(庆政发〔2021〕13 号, 2021 年 9 月 30 日发布)；

(9) 《大庆市水土保持规划(2015—2030 年)》；

(10) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》(2022 年 3 月 1 日起施行)；

(11) 《大庆市国土空间总体规划(2021—2035 年)》(2024 年 5 月 16 日批复)；

(12) 《关于规范大庆市占用耕地和基本农田临时用地审批工作的通知(征求意见稿)》(大庆市自然资源局, 2022 年 3 月 5 日发布)；

(13) 《黑龙江省防沙治沙条例》(2008 年 10 月 17 日发布)；

(14) 《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》(2025 年 1 月 1 日起施行)

(15) 《关于发布大庆市生态环境准入清单(2023 年版)的通知》(2024 年 2 月 1 日发布)；

2.1.5 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》(HJ349-2023)；

(10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017.10.1)；

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

- (12) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (13) 《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018）；
- (14) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (15) 《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022，2022 年 2 月 28 日实施）；
- (16) 《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T32150-2015，2016 年 6 月 1 日实施）；
- (17) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》。
- (18) 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）；
- (19) 黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2025）；
- (20) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (21) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

2.1.6 其他相关依据及支持性文件

- (1) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 16 北区 Q9 油层上段产能建设项目可行性研究报告（地面工程）》；
- (2) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 16 北区 Q9 油层下段产能建设项目可行性研究报告（钻井工程）》
- (3) 《钻井工程分册（大庆松辽盆地古龙页岩油古页 16 北区 Q9 油层上段扩大试验项目可行性研究报告）》
- (4) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 2HC 井区 Q9 油层上段产能建设项目可行性研究报告（地面工程）》；
- (5) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 25 井区 Q9 油层上段产能建设项目可行性研究报告（地面工程）》；
- (6) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 23 立体开发先导试验可行性研究报告（地面工程）》；
- (7) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 24 立体开发先导试验可行性研究报告（地面工程）》；
- (8) 《大庆松辽盆地古龙页岩油古页 25 井区 Q9 层上段扩大试验项目开项目可行

性研究报告（钻井工程）》；

（9）《大庆油田有限责任公司突发环境事件应急预案》（230604-2024-12-H）；

（10）《大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部排污许可登记管理回执》；

（11）建设单位提供的其他资料；

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

根据本项目特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

贯彻执行国家及地方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

采用规范的环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

本项目仅为钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，无运营期，污染工序仅在钻探时产生，评价时段主要为施工期。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，主要为施工期的钻井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。

对水生生态的影响主要表现为施工期间产生的废水、固体废弃物等事故排放可能对施工区周边水域产生影响，水质下降对水生生物和鱼类栖息产生不利影响。另外，施工活动产生的噪声及振动也会对附近水域鱼类和水生生物产生惊扰。

同时，施工活动还会对防沙治沙区、黑土地、景观格局、基本农田、湿地保护区和公益林等产生一定的影响。

结合工程区域的自然环境特征，参照《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）中表 1 对本项目对环境产生的影响进行识别，具体见下表。

表 2.3.2-1 环境影响因子识别表

影响因素 环境因素	施工期（钻前工程、钻井工程、储运改造工程）				
	废气	废水	噪声	固体废物	风险
	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、生活污水	井场设备噪声	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、含油污泥、含油废防渗布、废润滑油及其包装桶、KOH 和过硫酸钾包装袋、非含油废防渗布、一般废包装袋、生活垃圾	井喷、套管破损、柴油储罐泄漏等
环境空气	-1S	—	—	—	-1S
地表水	—	-1S	噪声	-1S	-1S
地下水	—	-1S	—	—	-2S
声环境	—	—	-1S	—	—
土壤环境	-1S	—	—	-1S	-2S
生态（植被）	—	—	—	-1S	—
生态（动物）	—	—	-1S	—	—
温室气体	-1S	—	—	—	—

注：表中“+”表示有利影响、“-”表示不利影响；“1”表示轻微影响、“2”表示中等影响、“3”表示重大影响；“L”表示长期影响、“S”表示短期影响、“—”表示无相互作用

由上表可知，本项目对环境要素不利影响主要表现在环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境等方面，这些影响大部分是短期局部可逆影响，总体来说影响较小。

2.3.3 评价因子筛选

（1）评价因子识别

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，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，确定施工期环境影响评价因子，具体情况见下表。

表 2.3.3-1 环境影响因子识别一览表

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	/	/	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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	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	/	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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	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 ）

(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 2.3.3-2 评价因子筛选结果表

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 、TVOC（以非甲烷总烃表征）、TSP	/
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 ⁻	石油类
4	声环境	等效 A 声级	等效 A 声级
5	土壤	建设用地： pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、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、含盐量。 农用地： pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、pH、含盐量
6	生态环境	物种（分布范围、种群数量、种群结构）	物种（分布范围、种群数量、种群结构）

在工程分析和现场调查的基础上，结合本项目的特点，进行项目环境影响识别与评价因子筛选，确定本次评价的重点，生态环境评价因子如下表所示。

表 2.3.3-3 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰	短期、可逆影响	弱影响，野生动植物栖息繁衍（或生长繁殖）受到暂时性干扰，物种种类、种群数量、种群结构变化不大
生境	生境面积、质量、连通性等	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地导致生境直接破坏或丧失	短期、可逆影响	弱影响，生境受到暂时性破坏
生物群落	物种组成、群落结构等	直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生

	系统功能等	生物量和生态系统功能的影响等		态系统稳定性维持现状
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植物的影响，工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰。导致生物多样性变化	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状
生态敏感区	/	/	/	无影响，工程所在区域无生态敏感区
自然景观	景观多样性、完整性等	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等	短期、可逆影响	弱影响，自然景观基本未受到破坏；在干扰消失后可以修复或自然恢复
自然遗迹	/	/	/	无影响，工程所在区域无自然遗迹

2.4 环境功能区划及环境评价标准

2.4.1 环境功能区划

（1）环境空气

项目所在区域主要为乡村区域，根据《环境空气质量标准》（GB3095—2026）中的规定，项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

（2）地表水

本项目所在区域涉及的地表水体主要为连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、哈拉黑泡、北兴泡子、西格勒吐泡子、三十里台泡、前红河泡、东葫芦岱南泡、前道拉堡泡及其他 7 处无名水泡等。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），地表水体南部引嫩总干渠、连南引水渠道主要功能为农业用水、防洪，确定本项目区域地表水为 V 类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

（3）地下水

本项目评价区地下水主要为潜水和承压水，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）规定，评价区地下水环境功能为Ⅲ类。

（4）声环境

《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）未对本项目所在区域进行声环境功能区划分，本项目所在地属于乡村区域，拟建井场永久占地外 200m

范围内声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，附近村屯均执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准。

（5）土壤环境

本项目井场占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选标准，占地范围外土壤执行《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。

2.4.2 评价执行标准

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

评价区域环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准，自 2026 年 3 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，环境空气污染物基本项目实施过渡阶段浓度限值，2031 年 1 月 1 日起，实施基本项目二级标准浓度限值。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 2.0mg/m³。具体见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 环境空气质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	过渡阶段二级标准限值		
		平均时间	数值	单位
《环境空气质量标准》 （GB3095-2026）二级标准	二氧化氮 NO ₂	年平均	40	μg/m ³
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
	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 PM _{2.5}	年平均	30	
		24 小时平均	60	

	臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	160	
		1 小时平均	200	
	总悬浮颗粒物 TSP	年平均	200	
		24 小时平均	300	
	一氧化碳 CO	24 小时平均	4	mg/m ³
		1 小时平均	10	
《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护科技标准司）中 244 页推荐	非甲烷总烃	1 小时平均	2	

（2）声环境质量标准

《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）未对本项目所在区域进行声环境功能区划分。由于本项目所在区域属于乡村区域，本项目建设完成后，所在地属于工业和乡村混合区。

项目拟建井场永久占地外 200m 范围内属于工业和乡村混合区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准；项目 200m 范围外村屯等敏感点执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准。具体标准限值见表 2.4.2-2。

表 2.4.2-2 声环境质量标准

标准名称及类别	昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准	55dB(A)	45dB(A)
《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准	60dB(A)	50dB(A)

（3）土壤环境质量标准

本项目农用地执行《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（基本项目），石油烃（C₁₀-C₄₀）参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）；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（基本项目）中第二类用地风险筛选值及表 2 建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）中第二类用地风险筛选值，具体见表 2.4.2-3、表 2.4.2-4。

表 2.4.2-3 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

标准名称及级（类）别	污染物项目		筛选值（第二类用地）
《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）	重金属和无机物	砷	60
		镉	65
		铬（六价）	5.7
		铜	18000
		铅	800
		汞	38
		镍	900
	挥发性有机物	四氯化碳	2.8
		氯仿	0.9
		氯甲烷	37
		1,1-二氯乙烷	9
		1,2-二氯乙烷	5
		1,1-二氯乙烯	66
		顺-1,2-二氯乙烯	596
		反-1,2-二氯乙烯	54
		二氯甲烷	616
		1,2-二氯丙烷	5
		1,1,1,2-四氯乙烷	10
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
		四氯乙烯	53
		1,1,1-三氯乙烷	840
		1,1,2-三氯乙烷	2.8
		三氯乙烯	2.8
		1,2,3-三氯丙烷	0.5
		氯乙烯	0.43
		苯	4

		氯苯	270
		1,2-二氯苯	560
		1,4-二氯苯	20
		乙苯	28
		苯乙烯	1290
		甲苯	1200
		间二甲苯+对二甲苯	570 570
		邻二甲苯	640
	半挥发性有机物	硝基苯	76
		苯胺	260
		2-氯酚	2256
		苯并[a]蒽	15
		苯并[a]芘	1.5
		苯并[b]荧蒽	15
		苯并[k]荧蒽	151
		蒽	1293
		二苯并[a, h]蒽	1.5
		茚并[1,2,3-cd]芘	15
		萘	70
	石油烃	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500
		石油烃 (C ₆ -C ₉)	/

注：石油烃（C₆-C₉）留作背景调查值

表 2.4.2-4 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

标准名称	污染物项目	风险筛选值 (pH>7.5)
		其他
《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 GB15618-2018)	镉	0.6
	汞	3.4
	砷	25

铅	170
铬	250
铜	100
镍	190
锌	300

(4) 地下水环境质量标准

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，见表 2.4.2-5。

表 2.4.2-5 地下水质量标准

标准名称	项目	单位	标准值
《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）III类标准	pH	无量纲	6.5-8.5
	总硬度	mg/L	≤450
	溶解性总固体		≤1000
	硫酸盐		≤250
	氯化物		≤250
	氟化物		≤1.0
	铁		≤0.3
	锰		≤0.1
	铅		≤0.01
	镉		≤0.005
	汞		≤0.001
	砷		≤0.01
	六价铬		≤0.05
	挥发性酚类		≤0.002
	氰化物		≤0.05
	耗氧量		≤3.0
	硝酸盐（以 N 计）		≤20.0
	亚硝酸盐（以 N 计）		≤1.00

	氨氮		≤0.5
	苯		≤0.01
	甲苯		≤0.7
	二甲苯		≤0.5
	总大肠菌群	MPN ^{1b} /100mL	≤3.0
	菌落总数	CFU/mL	≤100
	钡	mg/L	≤0.7
《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）II类标准	石油类	mg/L	≤0.05

（5）地表水环境质量标准

本项目所在区域涉及的地表水体主要为连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、哈拉黑泡、北兴泡子、西格勒吐泡子、三十里台泡、前红河泡、东葫芦岱南泡、前道拉堡泡及其他 7 处无名水泡等。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），地表水体南部引嫩总干渠、连南引水渠道等主要功能为农业用水、防洪，确定本项目区域地表水为 V 类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，浓度限值具体见表表 2.4.2-6。

表 2.4.2-6 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L

标准名称	污染物项目	单位	标准值
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) V 类标准	pH	无量纲	6~9
	COD _{cr}	mg/L	40
	BOD ₅		10
	氨氮		2
	石油类		1
	挥发酚		0.1
	硫化物		1
	总磷		0.4
	阴离子表面活性剂		0.3
	汞		0.001

	六价铬	0.1
	镉	0.01
	砷	0.1
	镍	0.02
	铅	0.1

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

1) 本项目施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值,非甲烷总烃参照执行《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。

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公开下产生的伴生气,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,废气排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物排放控制要求。

表 2.4.2-7 施工期废气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源
	监控点	浓度 (mg/m ³)	
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
非甲烷总烃	企业边界污染物控制要求	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

2) 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)》(GB20891-2014)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 2.4.2-8 和表 2.4.2-9。

表 2.4.2-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率(P _{max})(kW)	CO(g/kWh)	HC+ NOx(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

	$75 \leq P_{\max} < 130$	5.0	4.0	0.30
	$37 \leq P_{\max} < 75$	5.0	4.7	0.40
	$P_{\max} < 37$	5.5	7.5	0.60

表 2.4.2-9 非道路移动柴油机械排气烟度限值

类别	额定净功率 (Pmax) (kW)	光吸收系数 (m^{-1})	林格曼黑度级数
II	$P_{\max} < 19$	2.00	I
	$19 \leq P_{\max} < 37$	1.00	I (不能有可见烟)
	$P_{\max} \geq 37$	0.80	

(2) 废水

本项目施工期产生的压裂返排液依托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 $\leq 20\text{mg/L}$, 悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值要求,用于复配压裂液,不外排。

《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准限值见表 2.4.2-10。

表 2.4.2-10 大庆油田地面工程建设设计规定

序号	项目	空气渗透率 μm^2			
		<0.1	0.1-0.3	0.3-0.6	>0.6
1	含油量, mg/L	≤ 5	≤ 10	≤ 15	≤ 20
2	悬浮固体含量, mg/L	≤ 5	≤ 10	≤ 15	≤ 20
3	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 2	≤ 3	≤ 3	≤ 5

(3) 噪声

本项目施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相应标准,标准值见表 2.4.2-11。

表 2.4.2-11 建筑施工噪声排放标准 [dB(A)]

昼间	夜间
70	55

(4) 固体废物

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.5 评价工作等级及评价范围

2.5.1 环境空气评价等级及评价范围

根据本项目的性质和环境要素分析可知，本项目不涉及运营期污染物排放。本项目施工期大气污染物主要为施工扬尘、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，经计算各废气的排放量较少且具有临时性和不确定性。本项目施工期为 2026 年 12 月至 2028 年 3 月，时长共 16 个月，对周围环境的影响具有一定的时段性，并且这种影响随着施工期的结束而消失，不再对环境产生持续污染影响。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关要求并结合本项目施工期废气临时性、不确定性的特点，综合判定本项目不再开展评价等级判定，仅对施工期大气污染情况进行了定性分析，并提出有效可行的措施。

2.5.2 地表水评价等级及评价范围

本项目施工期产生少量钻井废水、压裂返排液和生活污水。施工期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。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，悬浮物颗粒直径中值≤5μm”限值要求，用于复配压裂液，不外排。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。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定，本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。地表水环境评价等级判据见下表。

表 2.5.2-1 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m³/d); 水污染物当量数 W/(无量纲)

一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

评价等级确定：项目施工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）：“建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价”；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）：“废水处理后进行回注且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 开展评价”。因此，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

评价范围：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：a）应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；b）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。因此地表水评价范围为所在区域的地表水体，该范围内地表水体主要为连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、哈拉黑泡、北兴泡子、西格勒吐泡子、三十里台泡、前红河泡、东葫芦岱南泡、前道拉堡泡及其他 7 处无名水泡等。

2.5.3 地下水评价等级及评价范围

（1）划分依据

根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A“地下水环境影响评价行业分类表”和《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），确定本项目涉及的项目类别属于“F 石油、天然气”中“37、石油开采”及“常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场工程”所属的地下水环境影响评价项目类别为 I 类建设项目。

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，分级原则见下表。

表 2.5.3-1 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他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
不敏感	上述地区之外的其他区域
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的敏感区	

（2）地下水评价等级判定

根据现场调查及资料收集，本项目区域附近的长青屯、长发村、西喇嘛茄子、西边界屯、六家子村等水井为集中式饮用水源，供水人数为 200~600 人，供水规模均小于 1000 人，均不属于集中式水源地，均为单井分散式水源地，不属于联村水井，且未划定保护区。

根据现场调查及收集资料，本项目所在区域无《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个市地 384 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政〔2019〕118 号）、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市（地）197 个集中式饮用水水源地保护区的批复》（黑政函〔2020〕97 号）中划分的集中式饮用水水源保护区。根据黑龙江省生态环境厅发布的《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》，杜尔伯特腰新乡地下水饮用水水源井、肇源县义顺乡地下水饮用水水源级别为乡镇级、类型为地下水型、使用状态为在用，开采层位为承压水含水层，未划定保护区；腰新乡翻身村水源、杜蒙县石人沟渔场水源、他拉哈镇永升村水源、肇源县古龙镇永胜村水源、肇源

县古龙镇得胜村水源、他拉哈镇安平村水源、肇源县新站镇发展村水源、杜蒙县巴彦查干乡巴彦他拉村水源、杜蒙县腰新乡兴隆村水源、肇源县古龙镇立强村水源集中式饮用水水源井级别为村屯级、类型为地下水型、使用状态为在用，开采层位为承压水含水层，未划定保护区。

本次评价按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的公式计算方法确定调查影响评价范围。结合水源井现场水井标识牌，其一级保护区范围为 35m，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）。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 $I_{\text{潜水}}=0.0003$ ， $I_{\text{承压水}}=0.00011$ ；

T——质点迁移天数，取 15 年+1000d，即 6475d；

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 $K_{\text{潜水}}=1.5\text{m/d}$ ， $K_{\text{承压水}}=88.1\text{m/d}$ ，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 $I_{\text{潜水}}=0.0003$ ， $I_{\text{承压水}}=0.00011$ ，经计算可得：

$$L_{\text{潜水}}=\alpha \times K \times I \times T / n_e=2 \times 1.5 \times 0.0003 \times 6475 / 0.336=17\text{m}；$$

$$L_{\text{承压水}}=\alpha \times K \times I \times T / n_e=2 \times 88.1 \times 0.00011 \times 6475 / 0.268=468\text{m}。$$

由于项目场地分散，地下水流向多变，因此本次评价考虑以各井场下游 468m，两侧及上游 234m 的范围作为评价范围。若范围内没有分散式民用水井，则可以判定为“不敏感”，否则为“较敏感”。

根据现场对评价区地下水情况的调查可知，与本项目井场最近距离分散式饮用水井

为 GY24-Q6-H2 井场下游 1072m 处的长发电水井（大于 468m）；GY2-Q9-H116 井场下游 1334m 处的小五家子屯水井（大于 468m）；GY16-Q9-H115 井场两侧 747m 处的西喇嘛茄子水井（大于 234m）；GY25-Q4-H4 井场两侧 505m 处的巴彦村水井（大于 234m）。因此本项目井场评价范围内没有分散式地下水饮用水源分布，井场地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水评价工作等级划分标准见表 2.5.3-2，评价工作等级划分表见表 2.5.3-3。

表 2.5.3-2 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

表 2.5.3-3 评价工作等级划分

项目类别	敏感区	较敏感区	不敏感区	评价等级
I 类项目（石油开采（井场）	/	/	√	二级

因此，确定本项目的地下水评价等级均为二级。

（3）地下水评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），同时参照《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），项目地下水评价范围具体为：

井场的评价范围根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中细砂的经验渗透系数为根据公式， $L_{潜水} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 17m$ ； $L_{承压水} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 468m$ ，由于项目场地分散，地下水流向多变，因此本次评价考虑以各井场下游 468m，两侧及上游 234m 的范围作为评价范围。

区域地下水总体流向为由北向南，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水的评价范围应为产能开发区域在地下水流向下游方向外扩 468m 两侧及上游方向外扩 234m。根据项目地下水评价范围公式法计算结果，同时结合工程分布、环境敏感性、周边村屯地下水水源井、地下水流向、区域水文地质单元分布、分水岭等情况，确定本项目地下水调查范围为以开发区域为中心，南北走向 45.13km，东西走向 23.23km 的矩形区域，地下水调查面积约 1052.7km²，包含本项目的现状监测点。

调查评价范围的确定，重点考虑了建设项目污染源特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域等因素，满足对地下水环境进行影响预测和评价的需要。

项目地下水评价范围见附图 11。

2.5.4 声环境影响评价等级及评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021），将声环境影响评价工作等级分为三级，划分依据见下表。

表 2.5.4-1 声环境影响评价工作等级一览表

评价等级	评价分级判据		
	声环境功能	项目建设前后噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级	0 类区	增高量 $\geq 5\text{dB(A)}$	显著增多
二级	1、2 类区	$3\text{dB(A)} \leq \text{增高量} < 5\text{dB(A)}$	增加较多
三级	3、4 类区	增高量 $< 3\text{dB(A)}$	变化不大

本项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，本项目主要噪声源分为施工期施工机械车辆噪声、钻井用钻机、柴油发电机和泥浆泵噪声、压裂设备噪声等，噪声源的种类及数量较少，施工期较短，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

本项目声环境评价范围为各井场边界外扩 200m 范围，项目评价范围见附图 12。

2.5.5 土壤环境影响评价等级及评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），建设项目土壤环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目所属行业分类和土壤环境敏感程度分级进行判定。

（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），本项目所在地属于土壤盐化、碱化地区，应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的石油开采（井场）属于“采矿业”中“金属矿、石油、页岩油开采”，对应项目类别分别为I类。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），项目属于“常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场工程”所属的土壤环境影响评价项目类别为I类建设项目。

（2）土壤污染影响型评价工作等级

①占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目永久占地面积为 13hm^2 ，占地规模为中型。

②环境敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 2.5.5-1。根据现场调查，项目井场占地主要为耕地（基本农田）和草地，井场周边 1km 范围内主要为耕地、草地。因此，判定土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5.5-1 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土壤污染影响型评价工作等级

污染影响型评价工作等级划分见下表。

表 2.5.5-2 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	三级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目石油开采（井场）土壤污染影响型评价工作等级分别为一级。

表 2.5.5-3 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场）	一级

（3）土壤生态影响型评价工作等级

①环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见下表。

表 2.5.5-4 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 ^a >2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

根据监测报告，本项目所在地土壤 pH 基本呈碱性且监测结果为 7.33~7.48，属于轻度碱化；地下水水位埋深 1.5~11m；通过查阅资料，项目所在区域干燥度为 3.04；根据本次土壤环境质量现状监测结果，本项目所在地土壤含盐量为 0.04~1.6g/kg，属于轻度

盐化。因此确定本项目所在地部分区域存在碱化、盐化现象，综合判定本项目生态影响型敏感程度为“较敏感”。

根据表 2.5.5-5，判定本项目石油开采（井场）土壤生态影响型环境评价等级分别为二级。

表 2.5.5-5 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等 敏感程度	占地规模	I类	II类	III类
敏感		一级	二级	三级
较敏感		二级	二级	三级
不敏感		二级	三级	—

表 2.5.5-6 项目土壤环境影响评价生态影响型工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场）	二级

（4）土壤环境评价范围

①土壤污染影响型评价范围

本项目石油开采（井场）土壤环境评价等级为一级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目的调查评价范围为：井场占地范围内及占地范围外 1km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

本项目石油开采（井场）土壤环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：井场占地范围内及占地范围外 2km 范围内。

项目土壤环境评价范围见附图 13。

2.5.6 生态环境评价等级及评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（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 2.5.6-1 生态环境影响评价等级判定

评价等级判定依据	本项目情况	备注
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	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	不涉及
b.涉及自然公园时，评价等级为二级。涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	本项目不涉及自然公园和生态保护红线	不涉及
c.涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	本项目厂址位于大庆市龙凤区热电一公司院内，所在区域不涉及生态保护红线	不符合
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	本项目地表水环境影响评价等级为三级 B	不涉及
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	本项目地下水水域或土壤影响范围内涉及湿地等生态保护目标	涉及
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	本项目新增占地面积 1.32528km ² ，小于 20km ²	不涉及
g.除上述情况以外的情况，评价等级为三级	本项目土壤影响范围内涉及湿地等生态保护目标，因此评价等级为二级。	符合
h.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。	/	/
建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义区域时，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区域	不涉及
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	涉及陆生
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	不涉及

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、大同区境内，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评价范围为 45.13km×23.23km 的矩形区域，评价面积约 1052.7km²。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价范围最大为井场占地范围内及占地范围外 2km 范围。土壤环境评价范围内有湿地分布。由表 2.5.6-1 可知，本项目生态环境影响评价等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中“6.2 评价范围确定-6.2.8 污染影响类建设项目评价范围应涵盖直接占用区域以及污染物排放产生的间接生态影响区域”，结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性

工程两侧外延 300 米为评价范围”，“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 1 千米”。本项目生态评价范围为临近湿地 1km 内井场周围 1km 范围，其余井场场界周围 50m 范围，评价范围涵盖项目临时占地、永久占地范围，评价范围为 2757hm²。

项目生态环境评价范围见附图 14。

2.5.7 环境风险评价等级及评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的有关规定，环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级，根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，然后确定评价工作等级。

（1）风险潜势判定

本次评价施工期主要将柴油罐划分为危险单元。本项目各井场距离较远，属于不在同一厂界范围内，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，通过放空火炬燃烧放空，火炬距离井口最远约 100m（管径为 DN150）。

项目所涉及危险物质最大存在量按以下方式计算：

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 0.835t/m³ 计，伴生气密度按 0.717kg/m³ 计。

伴生气：危险物质最大量=管线容积×危险物质密度

因此，危险物质量为：

储罐柴油最大量=40×0.835×0.8=26.72t；

伴生气最大量=（100m×π×0.075²）×0.717=0.00127t

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中提出的危险物质数量与临界量比值（Q）计算公式计算 Q 值：

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

式中：q₁，q₂，…，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

因此， $Q_{\text{柴油}} = 26.72/2500 = 0.0107$ ； $Q_{\text{伴生气}} = 0.00127/10 = 0.000127$ 。

表 2.5.7-1 危险物质数量与临界量比值（ Q ）

序号	危险单元	危险物质	临界量（t）	最大存在量（t）	危险物质 Q 值	备注
1	柴油储罐	柴油	2500	26.72	0.0107	单座井场
2	伴生气管线	甲烷	10	0.00127	0.000127	单座井场
$Q = \sum q_n / Q_n$					0.010827	/

由以上计算结果可知，本项目施工阶段 Q 值均 < 1 ，该项目环境风险潜势为 I。

（2）评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价工作等级判定依据见下表。

表 2.5.7-2 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明、见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 A。				

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，结合建设项目特点，本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

2.6 评价内容与评价重点、评价时段

2.6.1 评价内容

本次评价主要工作内容包括：概述、总则、工程分析、环境现状调查与监测、环境影响预测与分析、环保措施可行性论证、环境风险评价、环境管理与监测计划、环境影响评价结论等。

2.6.2 评价重点

本次评价重点包括：工程分析、环境影响预测与分析、环境风险分析、环保措施可行性论证等，重点评价施工期对生态环境的影响，以及环境保护措施的有效性。

2.6.3 评价时段

本项目评价时段为施工期。

2.7 主要环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，声环境保护目标见表 2.7-2，地下水环境保护目标见表 2.7-3，其他环境要素保护目标见表 2.7-4。

本项目大气环境评价范围为各井场边界外扩半径 500m 范围，根据现场调查情况，各井场临时占地边界外半径 500m 范围内大气环境保护目标分布情况见表 2.7-1，主要环境保护目标分布图见附图 8。

表 2.7-1 大气环境主要保护目标表

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				
北兴分场	124.309144	46.13130015	居民	约 30 户，120 人	二类	拟建油井 GY15-Q5-H10 西侧 418m
布拉和	124.3261814	46.10217632	居民	约 110 户，340 人	二类	拟建油井 GY15-Q2-H16 东侧 475m
六家子村	124.4065619	46.08531674	居民	约 81 户，324 人	二类	拟建油井 GY1906-Q9-H4 东南侧 300m
何家窑	124.4056606	46.11126615	居民	约 65 户，195 人	二类	拟建油井 GY1906-Q2-H2 北侧 450m
划界屯	124.4122696	46.04651866	居民	约 43 户，172 人	二类	拟建油井 GY1907-Q9-H4 东侧 485m
兴龙庄屯	124.4195652	46.01836331	居民	约 120 户，360 人	二类	拟建油井 GY1907-Q9-H12 东南 侧 440m
巴彦村	124.2661858	45.97775863	居民	约 300 户，1200 人	二类	拟建油井 GY25-Q4-H4 东侧 380m
前道拉宝	124.2678165	46.01346073	居民	约 70 户，280 人	二类	拟建油井 GY25-Q9-H108 北侧 407m
赵家窑屯	124.254663	45.93804934	居民	约 55 户，220 人	二类	拟建油井 GY2-Q9-H105 南侧 410m
新立屯	124.2681384	45.92408018	居民	约 20 户，60 人	二类	拟建油井 GY2-Q9-H119 东北侧 440m
喇嘛地房子	124.3343353	45.88562446	居民	约 30 户，120 人	二类	拟建油井 GY16-Q9-H126 北侧 390m
西岗子	124.2960548	45.8941451	居民	约 100 户，400 人	二类	拟建油井 GY2-Q9-H123 东侧 220m

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

甘柱屯	124.3127918	45.8379789	居民	约 110 户，440 人	二类	拟建油井 GY16-Q9-H108 东北侧 340m
东太村	124.2654991	45.86160879	居民	约 120 户，360 人	二类	拟建油井 GY16-Q9-H102 西侧 240m
郎卜屯	124.3333912	45.82501632	居民	约 110 户，330 人	二类	拟建油井 GY16-Q9-H123 西侧 480m
西喇嘛茄子	124.2753267	45.81596912	居民	约 120 户，480 人	二类	拟建油井 GY16-Q9-H115 西侧 360m

本项目声环境评价范围为各井场边界外扩 200m 范围，根据现场调查情况，各井场临时占地边界外 200m 范围内声环境保护目标分布分布情况见表 2.7-2 和附图 12。

表 2.7-2 声环境主要保护目标表

声环境保护目标名称	坐标		距厂界方位 / 最近距离	执行标准 / 功能区类别	声环境保护目标情况说明
	经度	纬度			
大西岗子屯	124.2960548	45.8941451	拟建油井 GY2-Q9-H122 东侧 198 米	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类/2 类区	1 层，砖混结构

本项目周边离项目最近的有 18 处分散式水源井，具体统计情况见表 2.7-3 所示，本项目与水源井的具体位置关系图详见附图 10 所示。

表 2.7-3 地下水环境主要保护目标表

井名	使用村庄	户	井深	经度	纬度
英格地房子	布拉和、英格地房子	约 200 多户	80	124.299883	46.086202
道拉保	本村用	约 50 户	80	124.271184	46.014702
洼台	洼台	约 50 户	80	124.293463	46.004479
洪河	洪河	约 100 户	80	124.224603	45.992143
巴彦村	巴彦村	约 150 户	120	124.264985	45.97985
两棵树村	两棵树村	约 150 户	80	124.225221	45.943188
小伍家子	新立，赵家窑子，小伍家子	约 200 户	130	124.221071	45.914791
长发村	西岗子，小西岗子，长发村	约 150 户	90	124.314521	45.91751
长青屯	长青屯	约 80 户	80	124.294644	45.929969
喇嘛地房子	喇嘛地房子	约 50 户	80	124.333727	45.884921
勇进蒙古族村	甘柱子，郎卜，新西北	约 300 户	120	124.35086521	45.84542321
东太村	东太村	约 300 户	120	124.248137	45.880899

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

西喇嘛茄子	西喇嘛茄子	约 120 户	120	124.27606	45.816359
六家子村	吴家窑、木头西纳、六家子村、何家窑、划界屯	约 270 户	120	124.404837	46.084299
西边界屯	圣水泉屯、西边界屯	约 70 户	130	124.441208	46.037963
双胜屯	兴隆庄、二龙山、大雪花、少大轱辘	约 250 户	120	124.411362	46.003810
猪场屯	猪场屯	约 50 户	80	124.384392	46.015625
北兴分场	北兴分场（有飘逸，已更正）	约 30 户	80	124.31313994	46.13335338

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标名称	坐标		距厂界方位 / 最近距离	规模	保护标准及保护级别
		经度	纬度			
地表水	无名泡 1#	124.2697907	45.83373313	拟建油井 GY16-Q9-H103 东北侧 200 米	水域面积约 3.999km ²	/
	无名泡 2#	124.3429184	45.87076809	拟建油井 GY16-Q9-H126 南侧 118 米	水域面积约 6.879km ²	/
	无名泡 3#	124.3665648	45.82344625	拟建油井 GY16-Q9-H111 东侧 670 米	水域面积约 1.024km ²	/
	无名泡 4#	124.3049812	45.83944392	拟建油井 GY16-Q9-H108 北侧 520 米	水域面积约 0.209km ²	/
	无名泡 5#	124.2831802	45.80834142	拟建油井 GY16-Q9-H115 北侧 160 米	水域面积约 1.228km ²	/
	无名泡 6#	124.3369103	45.80463189	拟建油井 GY16-Q9-H122 东南侧 480 米	水域面积约 1.175km ²	/
	无名泡 7#	124.2756271	45.89460806	拟建油井 GY2-Q9-H123 西 侧 45 米	水域面积约 4.283km ²	/
	东葫芦岱南泡	124.2452431	45.86775002	拟建油井 GY16-Q9-H102 西北侧 1980 米	水域面积约 0.815km ²	/
	前红河泡	124.2181206	45.97027242	拟建油井 GY25-Q9-H112 西侧 70 米	水域面积约 2.134km ²	/
	三十里台泡	124.1852045	45.95768378	拟建油井 GY25-Q9-H112 西侧 2600 米	水域面积约 3.401km ²	/
	三十里东泡	124.1931438	45.93942219	拟建油井 GY25-Q9-H112 西南侧 3700 米	水域面积约 1.137km ²	/
	前道拉堡泡	124.2458868	46.01219404	拟建油井 GY25-Q9-H108 西北侧 900 米	水域面积约 1.849km ²	/
	俄合吐泡子	124.142375	46.03388777	拟建油井 GY1-V5-P 南侧 2500 米	水域面积约 3.012km ²	/
	连南引水渠道	/	/	拟建油井 GY15-Q7-H10 西 南 380 米	/	《地表水环境质量标准》

						(GB3838-2002) V 类标准
土壤环境	本项目永久占地范围内					《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地筛选值
	各井场边界外扩 2km 区域的土壤环境, 以耕地、草地为主, 分布有公益林、一般湿地等生态保护目标					《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	本项目生态评价范围为占用湿地处井场及临近湿地 1km 处井场周围 1km 范围, 其余井场场界周围 50m 范围, 评价范围涵盖项目临时占地、永久占地范围, 评价范围为 2757hm ² 。					临时占用耕地和草地进行恢复

3 工程概况

3.1 项目基本情况介绍

项目名称：页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部

建设性质：改扩建

行业类别及代码：B0711 陆地石油开采

建设地点：大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县、大同区

产能规模：新钻生产井 182 口，井型为水平井。主要包括 10 个区块，分别为古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井区、古页 15 井区、古页 1005 井区，共建设 52 座平台井场及 28 座单井井场，其中每座平台井场部署 2~5 口油井。主要工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容。

工程投资：516000 万元

建设周期：16 个月

3.2 区块现状情况

3.2.1 区块矿权

本项目包括 10 个区块，分别为古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井区、古页 15 井区、古页 1005 井区，位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内。本次开发范围全部位于矿业权所属范围内和使用年限内，矿业权与已知毗邻矿业权的关系清楚，无矿业权属争议。

本项目所属矿权分布情况见下表所示。

表 3.2-1 各区块分布情况一览表

序号	油(气)田所在勘查(探 采矿)许可证名称	许可证项目矿 种	矿业权码	矿区面积(km ²)	有效期限
I	黑龙江省松辽盆地古	石油天然气	T1000002022011	569.1203	2022 年 4 月 4 日至 2027

	龙地区油气勘查		018000888		年 4 月 3 日
II	黑龙江松辽盆地古龙油田开采	石油	0200000910002	686.434	2009 年 4 月至 2039 年 4 月
III	黑龙江省松辽盆地葡西油田	石油	0200000510039	605.333	2005 年 12 月至 2031 年 12 月
IV	黑龙江省松辽盆地新肇油田开采	石油天然气	0200000710203	351.68	2007 年 10 月至 2036 年 10 月

3.2.2 区块勘探开发概况

本项目主要位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县、大同区，建设区域土地利用以农田、草地为主。

本项目所在区块于 2020 年开始进行勘探开发。现有工程中松辽盆地北部古页 1 号试验区、2 号试验区试验井组试验试采工程均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 井区扩大项目中 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。

3.2.3 油藏储层地质构造

3.2.3.1 开发区域概况

试验产能区块构造位置为松辽盆地北部中央拗陷区齐家-古龙凹陷二级构造带内的古龙向斜区。扩大试验区整体上，构造呈现四周高中间低的凹陷形态，发育 3 个近南北向断裂带，并形成 2 个构造宽缓的地垒，地层倾角小于 1.5°。区块内断裂较发育，断层走向主要为近南北向和北西向，局部发育近东西向断层，地垒宽阔平缓，断层发育较少。各层断层继承性发育，Q9 油层断层相对减少。两个断块内 Q2 油层海拔-2230m~-2420m，Q3 油层海拔-2214m~-2410m，Q9 油层海拔-2110m~-2305m。

3.2.3.2 构造概况

(1) 地层简况

研究区钻遇的地层自下而上依次为下白垩统泉头组、青山口组、姚家组、嫩江组，上白垩统四方台组、明水组，第三系泰康组和第四系（表 1-3-1）。松辽盆地经历了两次大规模湖侵形成了青山口组和嫩江组两套厚层的优质烃源岩，是页岩油的赋存层系；青山口组主要发育中-高成熟页岩油（ $Ro \geq 0.75\%$ ），嫩江组主要发育未熟-低熟页岩油

($R_o < 0.75\%$)；青山口组资源可动性好，本次方案研究层位为青山口组一段至青山口组二段下部。项目所在区域地层构造情况见下表。

表 3.2.3-1 项目所在区域地层构造简表

层位					层位代号	厚度(m)	岩性岩相简述	
系	统	组	段	油层				
第四系	/	/	/	/	Q	75~110	未成岩，地表黑灰色腐殖土，其下黄色黏土、粉砂，底部为杂色砂砾层。	河流相
第三系	/	泰康组	/	/	N ₂ t	100~122	岩性为灰色泥岩与杂色砂砾岩，灰色泥质粉砂岩呈不等厚互层。	河流相
白垩系	上统	明水组	二段	/	K ₂ m ₂	358~416	灰绿、紫红、绿灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩、粉砂岩呈不等厚互层。	河流相
			一段	/	K ₂ m ₁	127~145	灰绿色泥岩、粉砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩、粉砂岩组成两个正旋回。	滨浅湖相
		四方台组	/	/	K ₂ S	170~260	灰绿、紫红色泥岩与灰、紫灰色泥质粉砂岩、粉砂岩呈不等厚互层。	河流相
	下统	嫩江组	五段	/	K ₂ n ₅	70~150	灰黑色泥岩夹紫红色泥岩、灰绿色泥质粉砂岩和灰色粉砂岩。	河流-滨湖相
			四段	黑帝庙	K ₂ n ₄	110~170	以灰黑色泥岩为主，夹紫红色泥岩及灰色粉砂岩、泥质粉砂岩。	滨浅湖相
			三段		K ₂ n ₃	72~100	黑灰色泥岩、泥质粉砂岩与棕灰、灰色粉砂岩、细砂岩构成三个反旋回。	三角洲相
			二段	/	K ₂ n ₂	164~202	为一大套灰黑、黑色泥岩，底为油页岩。是松辽盆地区域标准层。	深湖相
			一段	萨尔图	K ₂ n ₁	83~105	以灰黑色泥质为主，下部黑褐色油页岩。	深湖相 滨浅湖相
		姚家组	二-三段		K ₂ y ₂₊₃	84~120	灰色泥岩，泥质粉砂岩和砂岩互层。	三角洲相 滨浅湖相
			一段	葡萄花	K ₂ y ₁	45~70	灰色、灰绿色泥岩、灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩、棕色油斑粉砂岩和灰棕色油浸、含油粉砂岩。	三角洲相
		青山口组	三段	高台子	K ₂ q _{n3}	80~250	灰黑、深灰色泥岩和含介形虫泥岩，夹薄层生物灰岩、泥质粉砂岩、钙质粉砂岩。	三角洲相 滨浅湖相
			二段		K ₂ q _{n2}	100~240	灰黑色页岩和泥岩为主，局部夹薄层钙质粉砂岩、介屑灰岩和白云岩。	半深-深湖相
			一段	Q ₉ ~Q ₁	K ₂ q _{n1}	52~80	灰黑色页岩和泥岩夹薄层黑色介形虫层为主，西部夹泥质粉砂岩、粉砂岩。	半深-深湖相
		泉头组	四段	扶余	K ₁ q ₄	70~110	绿灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩、粉砂岩互层，下部可见紫红色泥岩。	河流-滨浅湖相
			三		K ₁ q ₃	<370	紫红色泥岩、粉砂质泥岩与灰色	河流-滨浅

		段				泥质粉砂岩、粉砂岩互层。	湖相
--	--	---	--	--	--	--------------	----

(2) 构造特征

研究区位于松辽盆地北部中央坳陷区齐家-古龙凹陷，东部紧邻大庆长垣，西部与龙虎泡-大安阶地相邻，是盆地发展过程中沉降相对占优势的大型负向构造单元，长期为盆地的沉降、沉积中心，地层发育齐全，成藏条件好，是盆地中重要的油气源区和油气田分布区。青山口组为坳陷主期，盆地东西宽阔、沉降缓慢，青一、二段古地形平缓，地层倾角整体小于 2°。

青山口组沉积时期，松辽盆地北部构造古格局简单，具有两凹夹一隆的特点，中部为古中央古隆起带，西部坳陷区沉降量最大，以齐家-古龙凹陷为主，东部坳陷区沉降量相对小；嫩江组沉积末期松辽盆地经历了一期差异升降运动，松辽盆地北部构造格局和埋深变化不大；四方台组-明水组沉积时期，沉降中心明显的向西迁移，齐家-古龙凹陷沉降中心特点更明显；明水组沉积末期松辽盆地发生了强烈的反转变形，反转变形后齐家-古龙凹陷成为松辽盆地最大凹陷，有利于烃源岩的演化和页岩油发育，为超级盆地大规模湖相页岩的形成提供了优越的构造条件。

3.2.3.3 储层岩性特征

所在区域青二段深湖-半深湖沉积相发育 4 种岩性，Q9 油层岩性以页岩为主，夹薄层粉砂岩、白云岩及灰岩，夹层厚度一般 0.02~0.5 米。统计古页 1、古页 18、等 3 口重点取心井 Q9 油层 362 块样品结果页岩厚度占比达 93.3%，其次为粉砂岩占比 3.5%，灰岩和白云岩占 3.1%。矿物组分包括石英、斜长石、钾长石、粘土矿物、方解石、铁白云石、黄铁矿、菱铁矿，其中石英平均含量达到 32.0%，长石含量达 25.1%，其次是粘土矿物平均含量在 32.8%，碳酸盐平均含量在 6.1%；其中粘土矿物组成以伊利石为主，平均 64.1%，其次伊蒙混层为 25.7%，含有少量的绿泥石和绿蒙混层，不含蒙脱石。

3.2.3.4 储层物性特征

利用大量薄片、扫描电镜、场发射电镜微观观察分析，Q9 油层储集空间类型包括页理缝和基质孔隙两大类。基质孔隙按照成因分为有机孔和无机孔，常见的有机孔主要为有机质内孔（生物格架孔、沥青质内孔）、有机黏土复合（缝）孔；无机孔主要有粒间孔、粘土晶间孔、粒内溶蚀孔等。这些储集空间主要为微纳米级孔隙。借助于氩离子抛光和场发射电镜分析可测得，Q9 油层页岩中粒间孔、粒内溶孔孔隙直径可以达到

0.5~10 μm ，有机孔隙，直径多小于 1 μm 。

3.2.3.5 含油性特征

古龙页岩普遍含油，有机质丰度高，游离烃含量高，含油饱和度较高。古龙页岩页理面及薄夹层普遍含油，原油呈油膜状赋存在孔隙内部，激光共聚焦观察泥岩基质、砂质纹层及页理缝均含油，沿砂质纹层富集。

根据齐家-古龙地区古页 2HC、古页 1、古页 8HC 等重点井的 1023 个样品点的实测数据分析可以看出，古龙页岩游离烃含油量 S_1 含量受 TOC 控制明显，具有明显的正相关的关系，且受岩性变化的影响，页岩 TOC 含量最高， S_1 含量在 6 毫克/克以上，粉砂岩、白云岩和介壳灰岩含油性相对较差。布井区 Q9 油层含油性整体较好， S_1 为 7.7~8.2%，平均 7.8%。Q9 油层内部含油饱和度较高， S_o 为 60.0~60.2%，平均 59.7%。其中 Q₉ 层下段游离烃相对较高，上下段含油饱和度相当。

3.2.4 油气藏概况

3.2.4.1 油藏类型

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。

3.2.4.2 地面原油性质

研究区 Q9 油层典型井平均地面原油密度 0.81 克/立方厘米，粘度 7.8 毫帕秒，凝固点 24.7 摄氏度，初馏点 85.6 摄氏度，含蜡量 22.3%，含胶量 10.8%。

Q9 油层典型井地面原油物性见下表

表 3.2.4-1 Q9 油层典型井地面原油性质表

序号	井号	密度(g/cm ³)	粘度(mPa·s)	凝固点(°C)	初馏点(°C)	含蜡(%)	含胶(%)
1	古页 1802H-Q ₉	0.81	7.5	25.8	80.7	22.7	16.7
2	GY38-Q ₉ -H2	0.82	7.3	18.4	111.4	29.4	3.0

3	GY38-Q9-H4	0.82	8.9	30.8	105.8	21.8	12.1
4	GY38-Q9-H5	0.79	9.8	23.6	76.5	19.8	11.9
5	GY38-Q9-H7	0.8	4.2	23.7	73.5	21.0	11.2
6	GY38-Q9-H8	0.8	11.5	25.5	76.0	21.2	10.0
7	GY38-Q9-H9	0.8	5.1	25.4	75.3	20.2	10.8
8	平均	0.81	7.8	24.7	85.6	22.3	10.8

3.2.4.3 地层原油性质

根据研究区 GY2-Q9-H1 井高压物性取样分析结果，Q9 油层地层原油密度 0.56 克/立方厘米，粘度 0.26 毫帕秒，体积系数 1.9037，饱和压力 30.81 兆帕。

3.2.4.4 原油及天然气组分

借鉴古页岩油平 1 井原油及天然气组分分析成果，碳数范围 nC_2 - nC_{38} ，主峰碳 nC_8 。古页岩油平 1 井油质更轻，原油馏分中汽油占比达 45.8%，轻质成分含量高，饱和烃含量 91.0%，芳烃、非烃、沥青质含量低。

根据本项目所在松辽盆地古龙页岩油区域内的古页岩油平 1 井、古页岩 1 井压裂后天然气组成分析，井区天然气相对密度为 $0.744\text{kg/m}^3 \sim 0.901\text{kg/m}^3$ ，平均为 0.841kg/m^3 。根据组分分析，区域天然气中不含硫化氢，具体成分见下表。

表 3.2.4-2 井区天然气成分分析表

成分	最小值(%)	最大最小值(%)	平均值(%)
甲烷含量	58.86	73.68	64.88
乙烷含量	12.82	17.82	14.61
丙烷含量	4.36	7.33	6.51
异丁烷含量	0.46	1.13	0.92
正丁烷含量	0.97	2.46	1.90
异戊烷含量	0.19	0.60	0.45
正戊烷含量	0.28	0.98	0.66
己烷含量	0.05	0.51	0.24
二氧化碳含量	3.49	12.49	6.80
氮气含量	0.00	3.79	2.99

氮气含量	0.02	0.03	0.02
氢气含量	0.00	0.03	0.02
H ₂ S 含量	无	无	无

3.2.4.5 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。

3.2.4.6 有毒、有害气体含量

根据古页岩油平 1 井、古页岩 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。

3.2.5 现有工程回顾

本项目所在区块于 2020 年开始进行勘探开发。现有工程中松辽盆地北部古页岩 1 号试验区、2 号试验区试验井组试验试采工程均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岩 8H1 井区扩大项目中 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 3.2.5-1 现有工程主要内容表

建设年份	项目名称	主要建设内容	现状建设进度
2020 年	松辽盆地北部古龙页岩油 1 号试验区开发先导试验产能建设工程	1 号试验站、10 口油井及配套集输管线	已建
2021 年	松辽盆地北部古页岩 2 号试验井组试验试采工程	2 号试验站、13 口油井及配套集输管线、外输管线	已建
2022 年	松辽盆地北部古页岩 1 试验区直井井组试验试采工程	哈 19 返排液处理站、4 口油井及配套集输管线、外输管线、回注水管线等	已建
2024 年	2023 年页岩油古页岩 8H1 井区扩大项目	部署 37 口油井、2 口勘探井及配套集输管线	在建
2024 年	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	部署 13 口油井及配套集输管线	在建
2024 年	松辽盆地北部古龙凹陷古页岩 8H1 井区扩大试验 5 口零散井项目	部署 5 口油井及配套集输管线	在建
2025 年	大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目	1 号试验站扩建为 1 号增压分输站、2 号试验站扩建为 2 号增压分输站、新建油气中心处理站、部署 205 口油井及配套集输管线、外输管线等	在建
2025 年	2025 年 Q9 油层产能项目	2 号污水站、部署 64 口油井及配套集输管线等	在建

与本项目有关的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（原 2 号试验站）、哈 19 返排液处理站、油气中心处理站、污水处理站、勘探井、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 3.2.5-2 现有工程组成一览表

类别	项目组成	建设内容	备注
主体工程	井场	油井 27 口，均采用密闭管线集输	已建
		油井 262 口，其中开发井 324 口，勘探井 2 口。其中 253 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
		油井 64 口，其中 314 口井采用密闭管线集输，10 口偏远井采用拉油点罐车拉运	未建
	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：原油处理规模为 10000m ³ /d，湿气增压规模 160×10 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： 新建脱水站：建设规模：10000t/d，站内采用二级“三相分离器”处理工艺，处理后的净化油经原稳站（同期建设）稳定后外输。新建原油稳定站：建设规模：200×10 ⁴ t/a，原油稳定采用微正压闪蒸+轻烃稳定（带精馏段）工艺，经换热、稳定、冷却、三相分离后，稳定原油进入原油脱水单元并增压外输。 新建天然气处理站：规模 300×10 ⁴ m ³ /d，原料气增压、脱碳、脱水、深冷分离、干气增压外输总体工艺流程，并对脱碳尾气增压、脱水、液化回收。新建 3 台 13.5MW 导热油炉，属于锅炉。 采出水处理站：采出水处理站设计规模为 10000m ³ /d，主体工艺采用“气浮+一级过滤”，滤后污水先经中心处理站的热泵站换热后，再全部外输至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站的 60 万 m ³ 净化水储存池回收利用，处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）出水水质（含油≤20mg/L、SS≤20mg/L）的要求，全部进行复配压裂液循环利用	在建
		哈 19 返排液处理站：最大设计规模为处理返排液 1500m ³ /d，采用氧化-溶气气浮-旋流气浮-过滤联合处理工艺，主要流程为“斜板收油分离-分离后储存罐-离心气浮处理-处理后储存罐-回注装置”。配套辅助以固液分离橇脱水提砂，加药间投药，污泥脱水橇脱水出泥。橇装式注入装置将压裂返排液分砂、分油处理后回注现役油层。	已建
		2 号污水站：设计规模为 10000m ³ /d，采用“溶气气浮+一级过滤”处理工艺，处理达标后的水全部外输至第三方 2 号大型净化水储存池（风瀚 2#服务站）储存，全部进行复配压裂液循环利用。	未建
配套工程	集输管线	集油管道 20.584km，外输油管道 38.92km，外输气管道 13.14km，注水管道 1.6km。	已建
		集输管道总长 529.335km，其中内部集输管道 412.885km，外输油气管道 116.45km。	在建
		集输管道总长 154.9km。	未建
公用工程	供水工程	各增压分输站内分别设有 1 座水源井。	已建
		油气中心处理站内新建水源井 3 口（运 2 备 1）。	在建
	供电工程	区域已建电源主要为：古页 20 井区依托 35kV 页中变电站和古三变电站，古页 21 井区依托 35kV 页中变电站，古页 2HC 南区依托 35kV 页二变电站和页十六变电站，古页 19 井区依托 35kV 古一变变电站和龙一变变电站。	已建
		油气中心处理站配套建设 1 座 35kV 变电站。	在建
环保工程	废水污染防治	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
		施工期压裂返排液、运营期各井场含油污水、作业废水由罐车拉运至哈 19 返排液处理站或大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理。	已建
		试采期间，井口采出液在井场进行油气水分离，分离出的采出水管输进入污水暂存罐，罐车拉运至龙一联污水处理站处理。	在建

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

		管道试压废水由罐车拉运至龙一联污水处理站处理。		在建
		运营期各中心井场、拉油点分离出的含油污水（采出水）、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、2 号污水站进行处理；1 号增压分输站、油气中心处理站中的脱水站、天然气处理站分离出的含油污水管输至油气中心处理站中的采出水处理站处理；2 号增压分输站分离出的含油污水管输至 2 号污水站处理。井下作业废水拉运至油气中心处理站中的采出水处理站及 2 号污水站进行处理。2 号污水站的初期雨水自行处理。 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位以下，防止产液装卸喷溅产生挥发性有机物污染，出料管口距离罐底应小于 200mm。同时在装卸过程中软管与储罐连接口采用密封胶圈进行密封。		在建
		2 号污水站储泥池、回收水池产生的废气经玻璃钢盖密闭+微负压抽风+管道收集；污泥脱水间、污泥装车间产生的废气经全封闭+负压抽风+管道收集；上述收集后的废气经生物除臭塔+活性炭吸附装置处理后，通过 15m 高排气筒排放。		在建
	固废污染防治	危险废物	含油污泥、落地油等危险废物经收集后，拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理。	已建
			含油废防渗布、废润滑油及其包装桶等危险废物以及油气中心处理站产生的危险废物经收集后，暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	
			哈 19 返排液处理站产生的脱水泥饼拉运至有资质单位处理	已建
			2 号污水站产生的污泥经压滤脱水后进入污泥装车间内有资质的罐车，拉运至有资质单位处理；废滤料、废活性炭属于危险废物，集中收集暂存于第九采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	在建
		一般工业固体废物	非含油废防渗布为一般工业固体废物，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置。	已建
			2 号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
依托	大庆风瀚环	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		已完成验收

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

工程	保科技有限公司中心处理站	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。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。	
	龙一联污水处理站	施工期试采废水和管道试压废水依托龙一联污水处理站处置。龙一联污水处理站 2000 年投产运行，采用自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理工艺，设计规模为 7500m ³ /d。	已完成验收
	风瀚 2#服务站	风瀚 2#服务站即“大庆市肇源县页岩油开采压裂返排配套工程建设项目（一期）”，建设有 3 座复配液储池（净化水池），总容积 30 万 m ³ 。2 号污水站用处理达标的废水输送至风瀚 2#服务站内的净化水池中，全部进行复配压裂液循环利用，不外排。	已完成验收
	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）	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	已完成验收
	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	施工期钻产生的废弃油基泥浆、岩屑以及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废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理。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）位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧 3km 处，建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量 27 万 t/a	已建，正在验收
	第九采油厂危险废物贮存库	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。	已完成验收
	天然气分公司工业固废填埋场	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	已完成验收

3.2.5.1 1 号增压分输站

（1）环保手续履行情况

1 号试验站在《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环境影响报告书》中进行了环评，批复号庆环审〔2020〕152 号。因 1 号试验站涉及重大变更，正在重新报批环评手续。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”，该项目环评批复文号为庆环审〔2025〕60 号，1 号试验站拟在该项目中扩建为“1 号增压分输站”，目前正常运行，扩建工作正在进行。

（2）目前生产工艺

目前 1 号试验站页岩油“四合一”处理规模 1400t/d，处理工艺主要为：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，经计量阀组间汇管进入站内一级加热、分离、脱水、沉降“四合一”组合装置进行油、气、水三相分离，分离后的低含水油进入二级加热、分离、脱水、沉降“四合一”组合装置加热，并进一步进行油、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联，经葡西联增压升温后，外输至葡西二转油站，同葡西二转油站站外来液一同处理后外输至新肇联，最终同新肇联外输净化油一同外输至葡北油库。分离出的含油污水经污水罐缓冲后，经装车泵装车外运至哈 19 返排液处理站处理，分离出的天然气进入本站的天然气处理系统处理。天然气处理系统设计规模 $14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采用分子筛脱水、丙烷制冷工艺，伴生气经压缩机增压后进入分子筛脱水系统进行脱水，脱水后的伴生气进入丙烷制冷机组进行脱烃处理，脱烃后的干气一部分外输至葡西联进入区域干气管网，一部分供本站自耗。伴生气脱出的轻烃进入轻烃储罐装车后外销。建设阶段由于设计变动，现正在重新办理环评手续。主要工艺流程见下图。

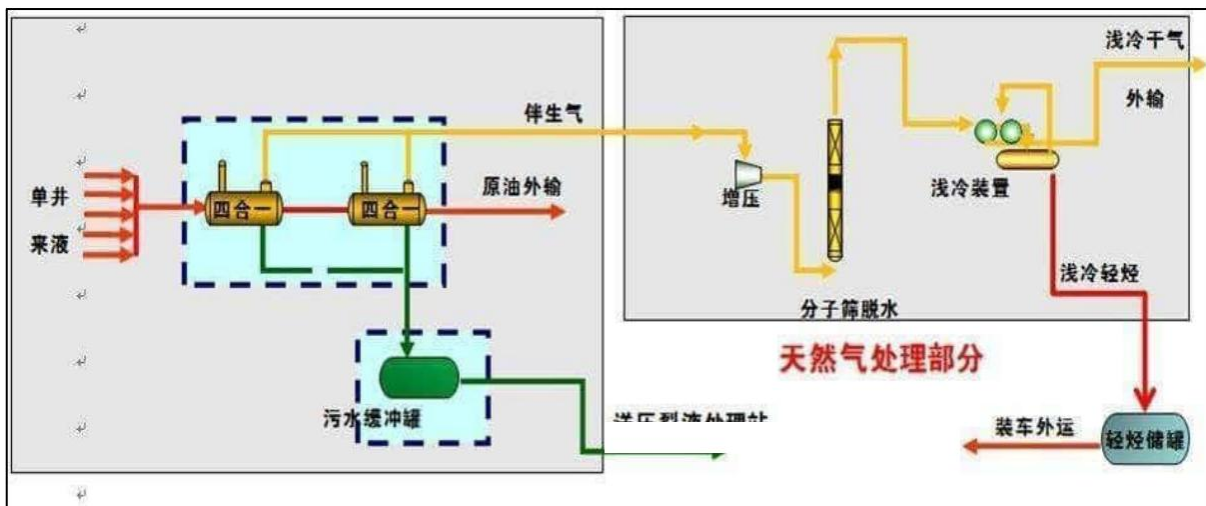


图 3.2.5-1 1 号试验站目前处理工艺流程图

（3）目前设备设施

站内原油处理已建设设备包括：二级四合一装置、2 台加热炉、3 座油储罐（容积 42.2 m^3 ）、10 座 50 m^3 污水缓冲罐、2 套 $30 \text{ m}^3/\text{h}$ 原油装车泵橇、2 台 $20 \text{ m}^3/\text{h}$ 输油泵、3 座油储罐（容积 42.2 m^3 ）等。

站内天然气处理已建设设备包括：2 套 $7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 天然气压缩机组、1 套 $1270 \text{ m}^3/\text{h}$ 丙烷制冷压缩机、2 套 $3 \text{ m}^3/\text{min}$ 螺杆空气压缩机、2 台 $120 \text{ m}^3/\text{h}$ 污水泵、2 台 $3.5 \text{ m}^3/\text{h}$ 轻烃泵、1 台 $15 \text{ m}^3/\text{h}$ 轻烃外输泵、2 台 $20 \text{ m}^3/\text{h}$ 轻烃装车泵、天然气过滤分离器、干燥塔、预

干燥塔及电加热器、粉尘过滤器等设备。此外配套建设 1 座放空火炬、放空区建设 1 台泵 $4\text{m}^3/\text{h}$ ，3 座 20m^3 轻烃储罐。

(4) 扩建后生产工艺

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 1 号试验站扩建为“1 号增压分输站”，新建一套天然气增压系统，将原油处理系统“四合一”分离器出口的天然气进行增压，增压后分离出的凝析液，外输至油气中心处理站。扩建完成后“四合一”页岩油处理规模可达 $3200\text{m}^3/\text{d}$ ，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。

1 号增压分输站扩建工艺流程见下图。

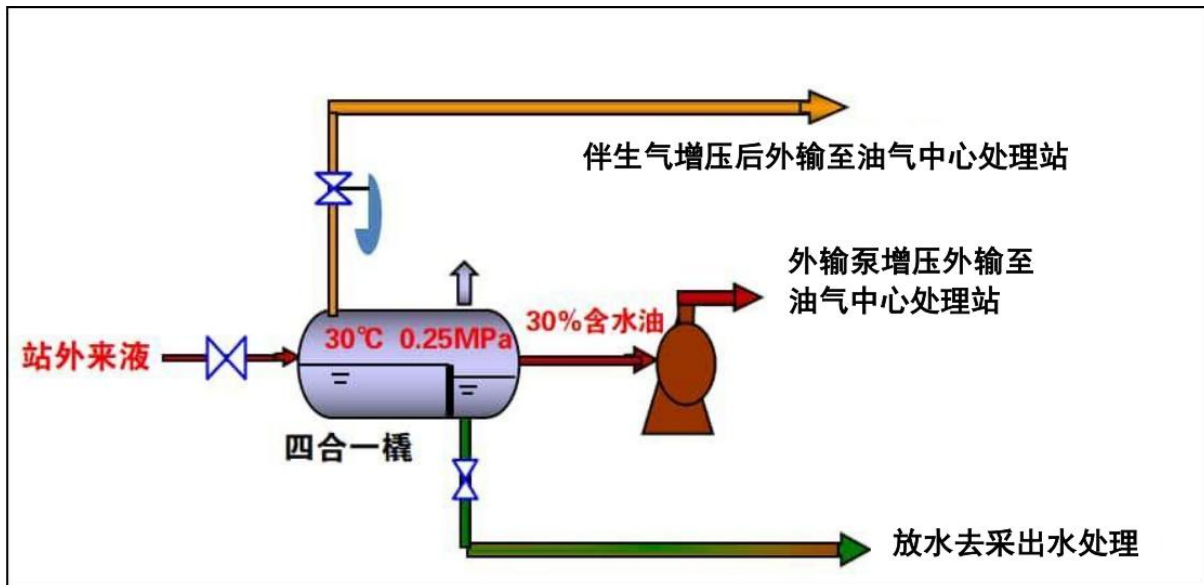


图 3.2.5-2 1 号增压分输站扩建部分工艺流程图

(5) 扩建项目设备设施

项目中增加的设备包括：压缩机入口分离器 1 座、天然气压缩机组（往复式）2 台（配套空冷器 2 台）、压缩机出口分离橇 1 座、外输计量发球橇 1 座、甲醇加注装置 1 座、空压及风净化成套装置 1 套和放空分液罐 1 座等。

3.2.5.2 2 号增压分输站

(1) 环保手续履行情况

2 号试验站在《松辽盆地北部古页 2 号试验井组试验试采工程环境影响报告书》中进行了环评，批复号为庆环审（2021）114 号，已完成自主验收建设单位正在实施“大庆

油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”，2 号试验站在该项目中拟扩建为“2 号增压分输站”，目前正在建设。

(2) 目前生产工艺

2 号试验站目前主要进行脱水、天然气处理，采出液三相分离器处理量 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，天然气处理规模 $14\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，采取集中监控、合岗设计，全站采取数字化设计。

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。

主要工艺流程见下图。

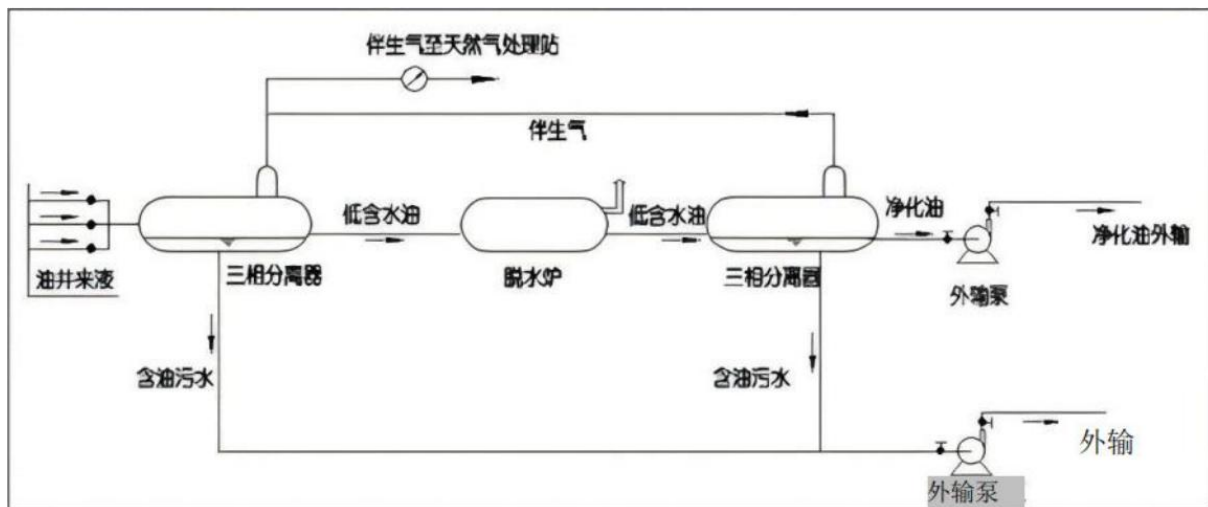


图 3.2.5-3 2 号试验站原油处理工艺流程图

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。目前设

天然气压缩机 2 台，单台处理量 $7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

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°C ，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 16.5m^3 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。

天然气处理部分工艺流程见下图。

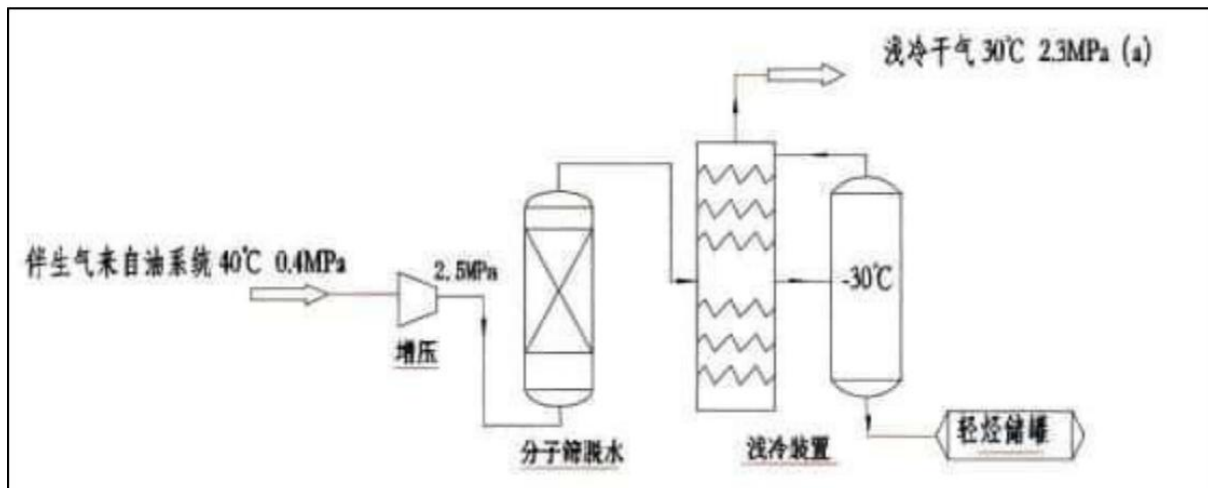


图 3.2.5-4 天然气处理部分工艺流程示意图

（3）目前设备设施

采出液处理主要设备包括三相分离器、2 台脱水加热炉、破乳剂加药装置、污水罐、3 台污水泵、外输管道及 2 台外输泵等。天然气处理装置 1 套，主要包括：原料气增压、天然气脱水、丙烷制冷、轻烃储存，以及放空、仪表风等配套系统。

（4）扩建后生产工艺

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 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，湿气增压规模

$160 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

主体工艺流程示意图见下。

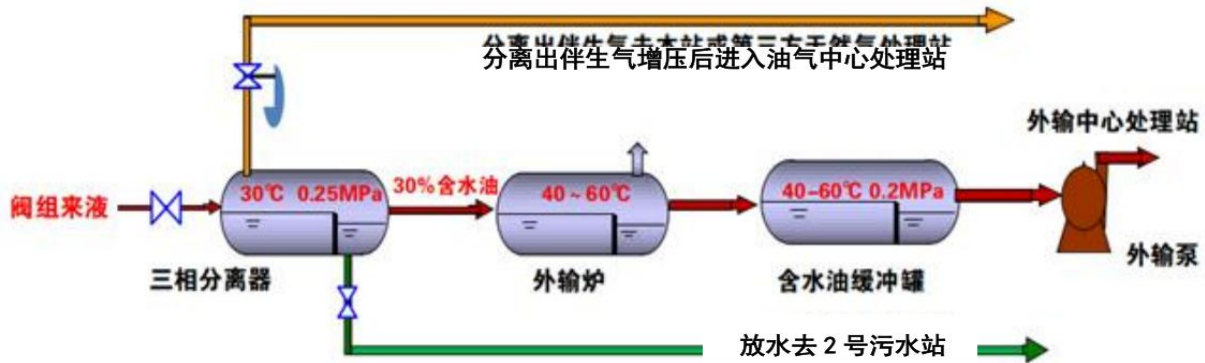


图 3.2.5-5 2 号增压分输站扩建部分工艺流程图

（5）扩建项目设备设施

天然气处理系统增加的工艺设备主要包括：压缩机入口分离器 2 座、天然气往复式压缩机组 3 座（配套空冷器 3 座）、压缩机出口分离器 1 座、压力排污罐 1 座、收球计量橇 1 座、外输计量发球橇 1 座、火炬分液橇 1 座、DN450 火炬 1 座等。

原油处理系统增加的设备主要包括：油气集输系统新建三相分离器 1 台，配套工艺安装等；新建 1.0MW 真空相变加热炉 2 台；新建含水油外输泵橇 1 座，内设含水油外输油泵 3 台， $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=150\text{m}$ ；新建进站阀组及收发球区，包括阀组 6 套，3 号站 PN40DN250 收球筒 1 座；2 号站 PN40DN300 发球筒 1 座。低含水油、天然气、含油污水均输送至油气中心处理站。

3.2.5.3 哈 19 返排液处理站

（1）环保手续履行情况

哈 19 返排液处理站 1 号试验站在《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》中进行了环评，批复号庆环审〔2021〕154 号，2024 年 12 月通过自主验收。

（2）生产工艺

哈 19 返排液处理站最大设计规模为处理返排液 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，处理规模较小，主要用于处理前期 1 号试验区采出水和压裂返排液。本项目产生的采出水由本项目实施的污水处理站处理，压裂返排液全部委托第三方处理，不再依托哈 19 返排液处理站。2022 年开始建设，采用氧化-溶气气浮-旋流气浮-过滤联合处理工艺，主要流程为“斜板收油分

离-分离后储存罐-离心气浮处理-处理后储存罐-回注装置”。配套辅助以固液分离撬脱水提砂，加药间投药，污泥脱水撬脱水出泥。撬装式注入装置将压裂返排液分砂、分油处理后回注现役油层。

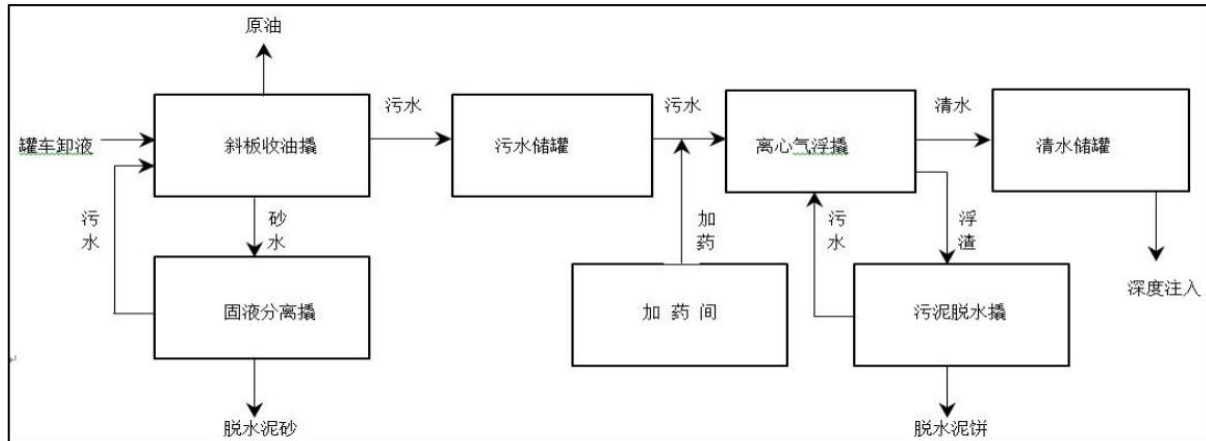


图 3.2.5-6 压裂返排液处理与回注主要工艺流程

本工艺采用物理及化学法联合处理工艺，结合了两种处理方法的优点，有效去除固体悬浮物和油脂，压裂返排液的浊度、COD、BOD₅去除率分别达到 40%、85.6%和 86.9%，根据处理前、后水质监测报告返排液水质可明显改善，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）限值要求后回注现役油层。目前哈 19 返排液处理站处理量为 500~600m³/d，占总处理能力的 40%。目前配套建设一口回注井，位于哈 19 返排液处理站内，用于回注处理后的废水，从而实现资源化利用和驱油的目的。通过调查可知，注水井地下管道从上到下依次设置有表层套管、油层套管。且在钻井过程中，为了达到加固井壁、保证安全钻进、封隔油、气和水层、保证勘探期间的分层测试等目的，下入了优质钢管，并在井筒与钢管环之间充填水泥，可有效防止回注水在回注的过程中泄漏到沿途的含水层。

3.2.5.4 油气中心处理站

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”，已办理环评手续。该项目中拟新建一座油气中心处理站，包括脱水站、原油稳定站、天然气处理站，其中原油处理规模：200×10⁴t/a，天然气处理规模：260×10⁴m³/d。油井产液经集油气支干线/集油阀组间进行汇集或井场串接，输至增压分输站，经油气水三相分离，原油脱水至 30%低含水原油，通过增压分输站泵输至脱水站进行脱水处理，分离出净化油进入原

稳装置进行原油稳定处理，稳后原油、轻烃外输至大庆石化；污水进入采出水处理站处理，处理后送至大庆风瀚环保科技有限公司用于复配压裂液；天然气经过脱碳、脱水、深冷等处理后外输接入油田集输干线。总体工艺流程图见下图。

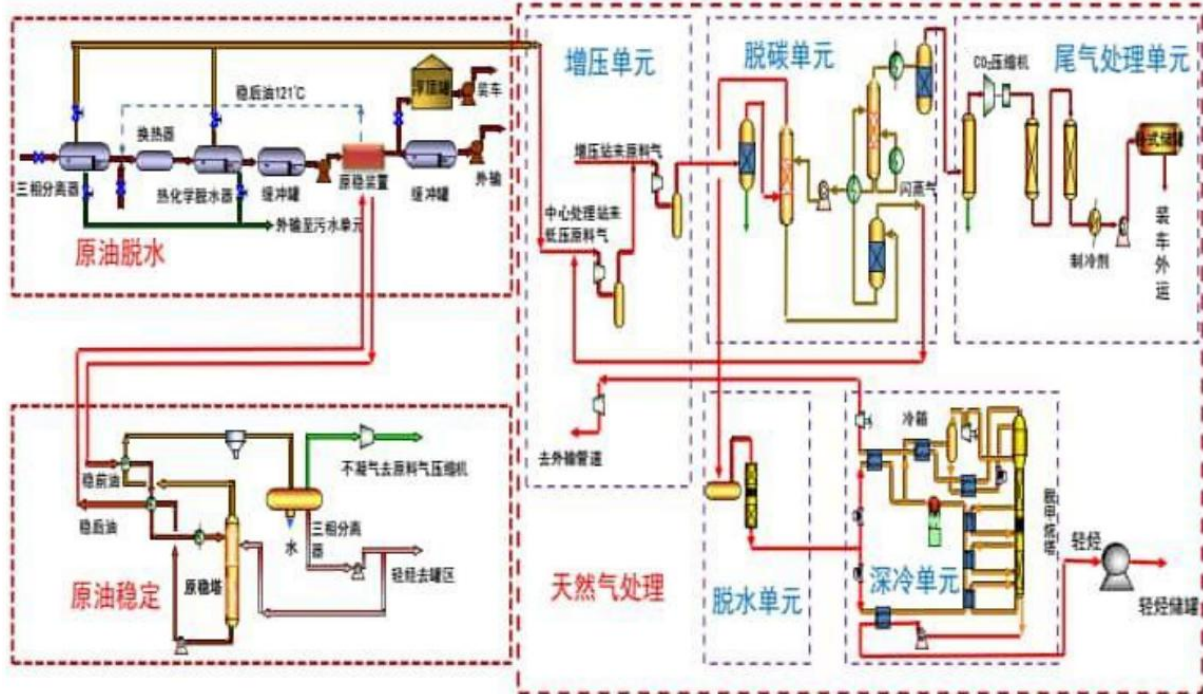


图 3.2.5-7 油气中心处理站工艺流程图

3.2.5.4.1 脱水站

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”，该项目中拟新建原油脱水站一座，在油气中心处理站内建设，接收 1 号、2 号、3 号和 5 号增压分输站来低含水油及周围井场来油气混输液。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。井场来液经一级三相分离器进行油、气、水三相分离后，分离出的低含水油及增压分输站来低含水油经换热器升温后进入二级三相分离器进行进一步油、气、水三相分离，分离出的净化油（含水率 0.5%）经稳前净化油缓冲罐缓存及供油泵升压后进入原稳单元；一级、二级三相分离器分离出的污水经污水沉降罐缓存污水泵升压后外输至站外第三方污水处理站；一级、二级三相分离器分离出的天然气外输至天然气处理单元。原油脱水单元按“无人值守”建设模式设计。

油井产液需在脱水站内进行油、气、水三相分离。因此确定脱水站站内采用二段脱水工艺，既满足井场来液处理的需求也可满足增压分输站来液处理需求，同时满足二段脱水需求。

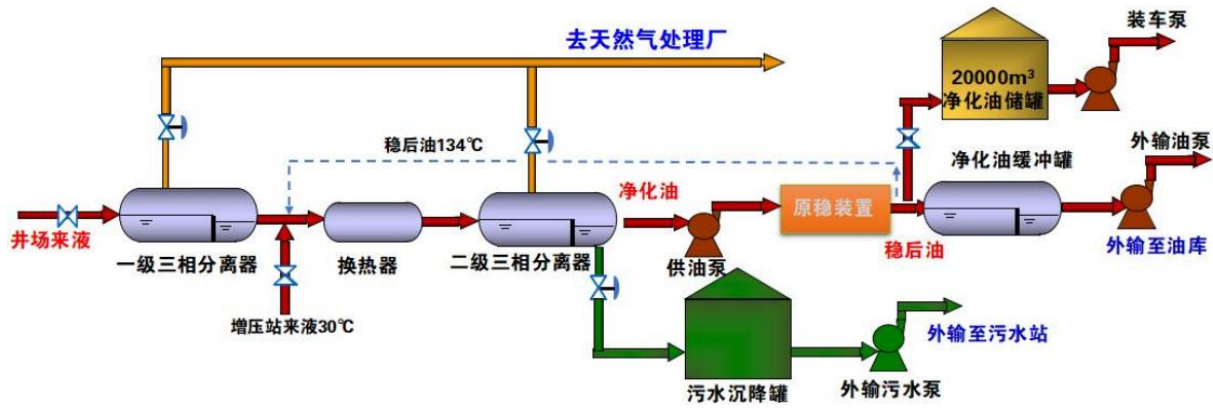


图 3.2.5-8 脱水站工艺流程示意图

3.2.5.4.2 原油稳定站

原油稳定单元负责接收中心处理站脱水站未稳净化油，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；稳定轻烃进入产品储运单元并增压外输；分离出的不凝气增压后输送至天然气处理单元进一步处理；分离出的含油污水输送至污水单元进一步处理。原油稳定单元按“无人值守”建设模式设计。

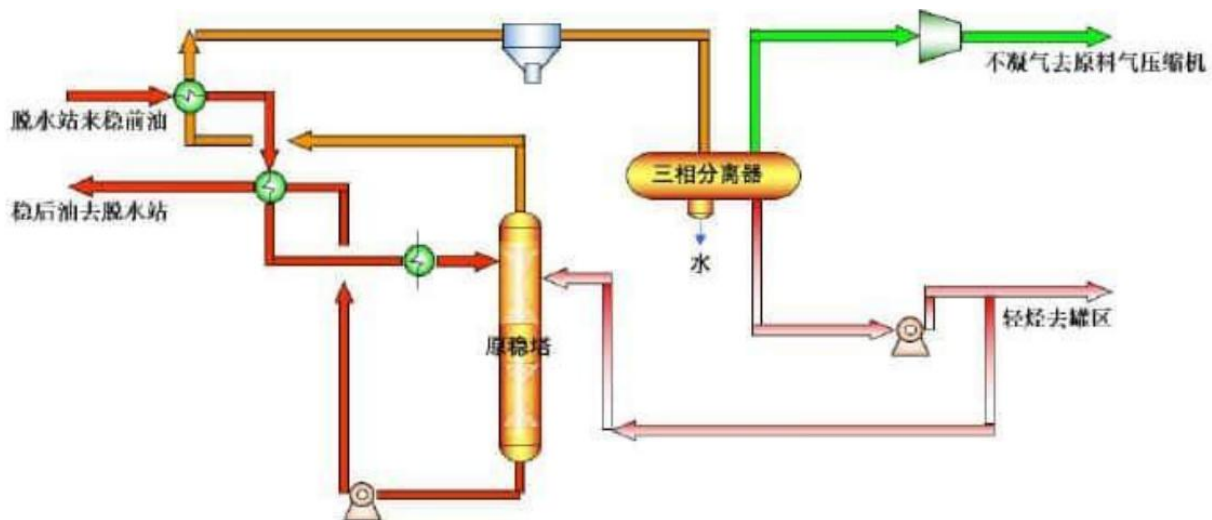


图 3.2.5-9 原油稳定主要工艺流程图

本装置原油稳定采用带精馏段原油稳定工艺。来自中心处理站脱水站来未稳定原油（0.6MPa，55℃），经计量后进入原油稳定单元，稳前油首先与原稳塔塔顶气进行换热至 96℃，再进入原油换热器换热至 148℃，最后经导热油换热器换热至 198℃进入原油稳定塔。

稳定塔操作压力为 0.1MPa，塔底操作温度为 190℃，塔顶操作温度为 130℃。塔底

稳后原油经稳后泵加压后与来油换热，温度由 190℃降至 121℃后进入原油脱水系统进一步进行换热。

塔顶气相经换热至 73℃后进入空冷器冷却至 40℃后，进入三相分离器，在 0.03MPa 压力下进行油、气、水三相分离。三相分离器分离出的轻烃经泵增压、部分输送至原稳塔顶部作为液相回流，所产轻烃最终经计量后输送至罐区储存。分离出的污水经污水罐后用污水泵回到一级游离水脱除器。

三相分离器分离出的稳定气进入稳定压缩机增压至 0.45MPa，经压缩机后空冷器冷却至 40℃进入压缩机出口分离器，气相经过计量后不凝气输送到原料气压缩机入口汇管进行进一步的增压、处理。液相轻烃回流至稳定塔后三相分离器入口。

稳定塔操作压力为 0.1MPa，塔底操作温度为 155℃，塔顶操作温度为 118℃。塔底稳后原油经稳后泵加压后与来油换热，温度由 155℃降至 118℃后进入原油脱水系统进一步进行换热。塔顶气相经换热至 63℃后进入空冷器冷却至 40℃后，进入三相分离器，在 0.03MPa 压力下进行油、气、水三相分离。三相分离器分离出的轻烃经泵增压、部分输送至原稳塔顶部作为液相回流，所产轻烃最终经计量后输送至罐区储存。

3.2.5.4.3 天然气处理站

伴生气经原料气增压装置升压后，去脱碳装置，经 MDEA 胺法脱碳后，净化气 CO₂ 含量控制在 0.4%（4000ppm）以下，保证深冷装置低温部位不产生干冰冻堵，并控制深冷轻烃中 CO₂ 含量不超过 1%，满足与含水原稳轻烃混储混输过程中的防腐要求。脱碳后湿净化气进入脱水装置，经分子筛深度脱水至 1ppm 后去深冷分离装置，经膨胀机制冷和混合冷剂辅助制冷，得到干气和深冷轻烃。深冷干气外输气增压装置增压后外输。脱碳装置 CO₂ 尾气经增压、分子筛脱水、液化后去液态 CO₂ 储罐，车运至压裂井场。配套有 6 座 1000m³ 轻烃储罐等其他储运装置。天然气处理站处理规模为 260 万 m³/d，天然气处理总工艺流程下图所示流程图。

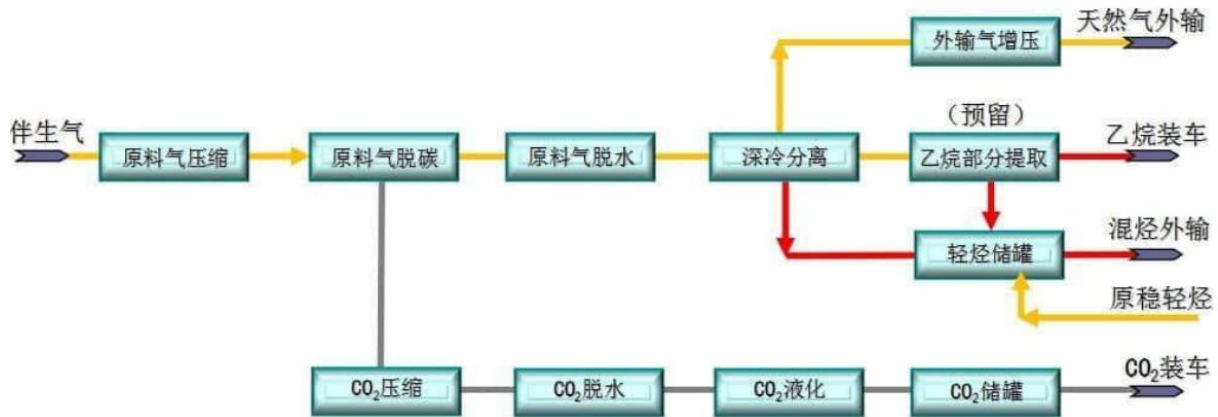


图 3.2.5-10 天然气处理站主要工艺流程图

3.2.5.5 油气中心处理站中的采出水处理站

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”，拟在油气中心处理站内配套建设 1 座污水处理站，名为“采出水处理站”，设计规模 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，站场按“无人值守”标准建设。主要负责油气中心处理站、四座增压分输站的来水处理任务，过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，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。

（1）主要工程内容

1）调储单元

新建 2 座调储罐及罐间阀室 1 座，内设 2 台污油泵、1 台排泥泵，配套工艺管线及阀门。

2）气浮单元

新建气浮间 1 座，内设一级涡凹气浮装置 2 套、二级溶气气浮装置 2 套，配套工艺管线及阀门。

3）缓冲升压单元

位于气浮间内，设有缓冲水箱 2 座、升压泵 3 台，配套工艺管线及阀门。

4）过滤单元

新建滤罐操作间 1 座，单层石英砂破板结过滤罐 6 座，反冲洗泵 2 台（位于污水泵

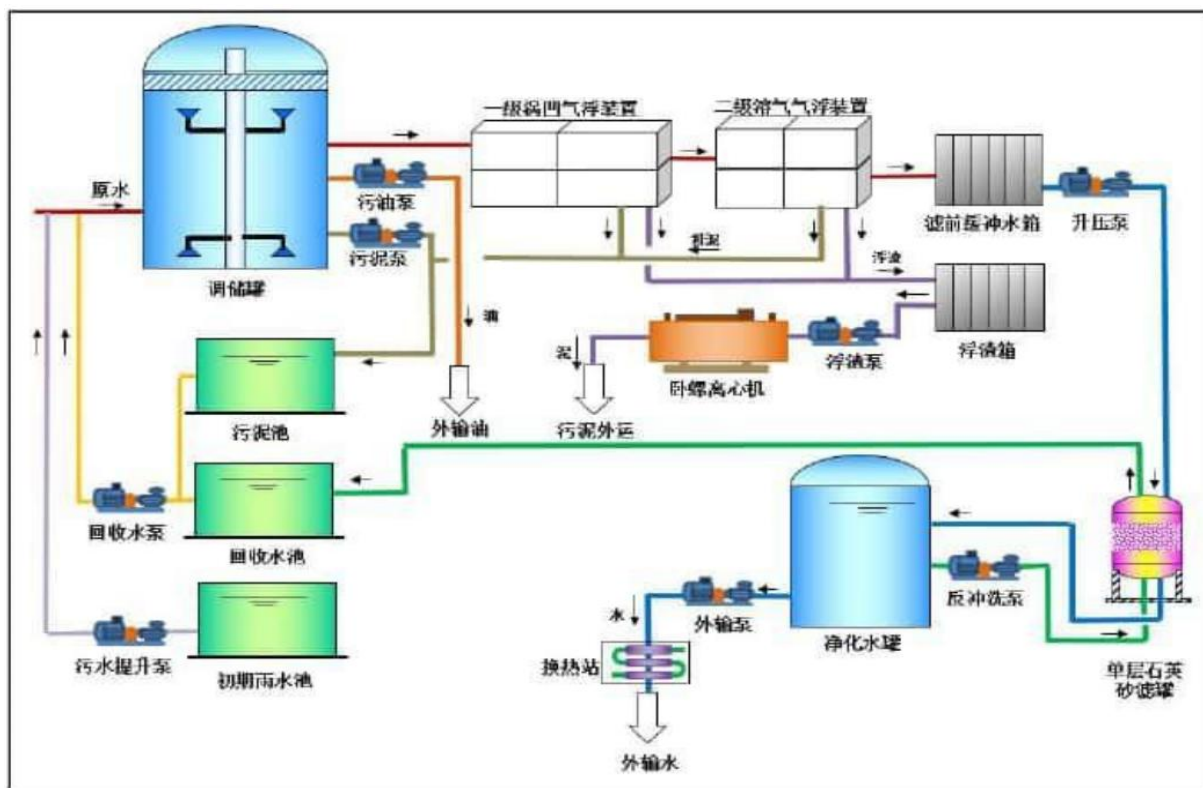
5) 外输单元

6) 回收水单元

7) 污泥脱水单元

8) 加药单元

(2) 工艺流程



3.2.5.6 2 号污水站

2025 年 Q9 油层产能项目中拟建污水处理站 1 座，名为 2 号污水站，紧邻 2 号增压分输站建设，处理后滤后水输送至第三方 2 号大型净化水储存池（风瀚 2#服务站，总容积 30 万 m³）储存，回用于复配压裂液。

（1）收水范围及处理规模

2 号污水站主要接收 2 号和 3 号增压分输站放水以及 2 号试验区井场废水，设计处理规模确定为 10000m³/d。

（2）设计水质

2 号污水站设计进出水水质指标见下表。

表 3.2.5-3 设计进出水水质

污染物	含油量（mg/L）	悬浮固体含量（mg/L）
设计进水水质	≤600	≤500
设计出水水质	≤20	≤20

2 号污水站处理出水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“双 20”指标要求，即含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L。处理后出水进入第三方 2 号大型净化水储存池（风瀚 2#服务站），全部进行复配压裂液循环利用，不外排。根据大庆油田页岩油区块多年项目运行经验，该出水水质可以满足复配压裂液用水水质要求。

（3）处理工艺

污水处理工艺采用“溶气气浮+一级过滤”。预留涡凹气浮装置位置，结合出水水质情况适时建设。工艺流程示意图见图 3.2.5-1。返排液处理药剂设置破胶剂、絮凝剂、助凝剂、清洗剂和杀菌剂等。油站来水首先进气浮沉降，气浮机内浮升到水面的浮渣，利用刮渣机收集进入浮渣箱，搅拌消泡后经浮渣泵提升，污泥减量化后，定期装车外运。气浮沉降出水进一级石英砂过滤罐，出水达到“双 20”指标。

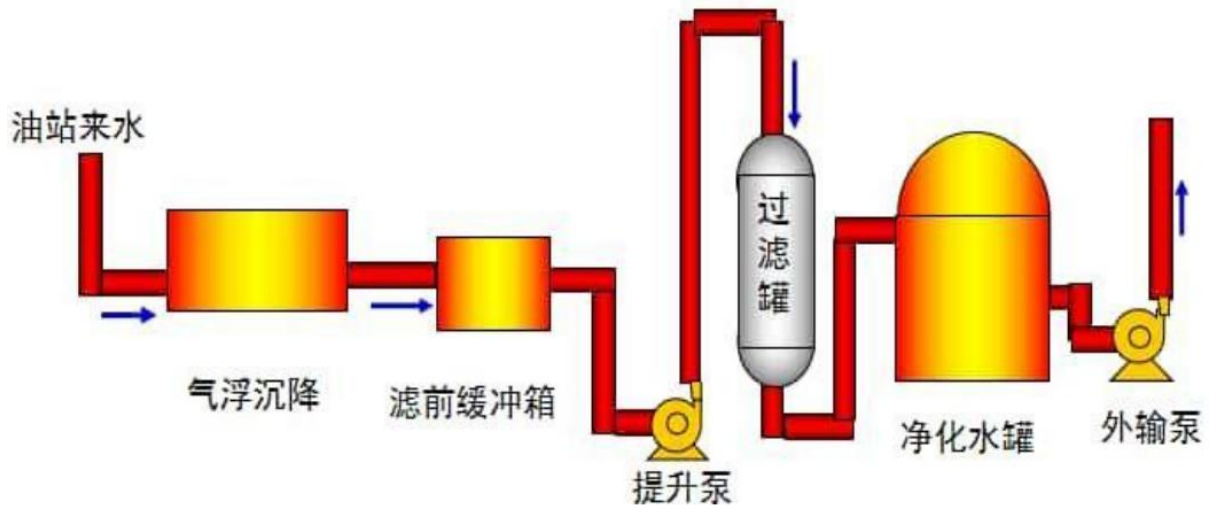


图 3.2.5-1 污水处理站主要工艺流程示意图

3.2.5.7 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、2 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 3.2.5-4 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 2 号试验井组试验试采工程	2 号试验站	部署开发油井 13 口	新建单井集油管道 9.434km、新建站间集油管道 1.3km，新建古页 2 号站至葡西二转油站原油外输管道 3.57km、天然气外输管道 3.57km	已完成验收
3	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
4	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
5	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	/	部署油井 13 口	新建单井集输管线长 4925m	正在建设
6	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

7	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 207 口	新建集油、集气管道共计 431.82km，其中建设井场集油压、集输管道外输 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
8	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

3.2.5.8 供排水系统

现有工程运营期油井钻井用水、作业用水、洗井用水来源主要为采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站处理后的水。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 返排液处理站处理，处理后回注现役油气藏层位，回注井依托原注水井。生产用水、钻井用水和员工生活用水主要通过罐车运输。

3.2.5.9 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 3.2.5-5 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

3.2.5.10 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，北端井距离第九采油厂 30km，南端井距离第九采油厂 70km。107.7km 的道路是整个页岩油区块对外交通联络的唯一出路，但因其存在桥梁拥堵、道路等级低且破损严重、路线断头等多种问题，需针对不同问题进行相应的处理。其中的 30km 路段（庆西路西

段和龙胡路）目前还能维持使用，但因等级较低，预计 2025 年进行升级改造；其余的 77.7km 绝大部分路段破损严重，并存在断头路等诸多问题。107.7km 路段中，14km 的庆西路西段建设标准为路面宽 10.5m 的二级路（2025 年实施）；93.7km 路段建设标准为路面宽 6.5m 的四级路，这些路段包括龙胡路、龙英路、葡西 2 号路、新建段、利用地方砖路段。除 14.7km 利用地方路段路面结构为水泥路外，其余路段路面结构均为沥青砼结构。

3.2.5.11 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 3.2.5-6 现有已建环保工程建设情况一览表

类别	子类别	建设情况
废水处理工程	含油污水	1 号试验区三相分离产生的含油污水，由罐车运至哈 19 返排液处理站处理，处理达标后回注油层；2 号试验区三相分离产生的含油污水均由管线运输，交大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理，处理达标后用于配置压裂液，不外排
	作业废水	1 号试验区作业废水，由罐车拉运至哈 19 返排液处理站处理，处理达标后回注地层；2 号试验区产生的作业废水均由管线运输，交大庆市风瀚环保科技有限公司污水处理站处理，处理达标后用于配置压裂液，不外排
	生活污水	生活污水拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理
废气治理工程	加热炉废气	1 号试验站、2 号试验站等加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 烟囱高空排放
	无组织排放废气	原油及伴生气采用密闭管输，减少烃类排放
固废污染防治	工业固体废物	运营期作业产生的含油污泥、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，含油废防渗布拉运至第九采油厂危险废物贮存库暂存，后期委托大庆圣德雷特化工有限公司处置，废分子筛产生后集中收集，交由有资质单位处置
	非含油废防渗布	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	统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
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

现有工程中有 5 个项目正在建设，其中“2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目”“2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目”和“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”主要部署油井及配套管线，均不涉及站场建设；“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”中包含油气处理工程等站场建设；“2025 年 Q9 油层产能项

目”包含 2 号污水站建设。在建工程主要污染防治措施见下表。

表 3.2.5-7 现有工程中在建工程环保措施情况表

类别	位置	污染源	污染防治设施
废气	各井场	无组织烃类	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
	各拉油点	无组织烃类	拉油点储罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，均应保持密闭状态；装卸过程采用密闭罐车，罐车装卸过程中装卸软管完全浸没液位以下，防止产液装卸喷溅产生挥发性有机物污染，出料管口距离罐底应小于 200mm。同时在装卸过程中软管与储罐连接口采用密封胶圈进行密封。
	各增压分输站、油气中心处理站	加热炉烟气	2 号增压分输站：新建 1.0MW 真空相变加热炉 2 台，用于加热外输含水油；油气中心处理站：新建 3 台 13.5MW 导热油炉。均选用清洁燃料天然气烟气，导热油炉通过不低于 20m 高烟囱排放，其他加热炉通过不低于 8m 高烟囱排放
	各油气处理站场	无组织烃类	原油及伴生气采用密闭管输，减少烃类排放，天然气处理站采用放空火炬
	2 号污水站	非甲烷总烃、氨、硫化氢等	2 号污水站储泥池、回收水池产生的废气经玻璃钢盖密闭+微负压抽风+管道收集；污泥脱水间、污泥装车产生的废气经全封闭+负压抽风+管道收集；上述收集后的废气经生物除臭塔+活性炭吸附装置处理后，通过 15m 高排气筒排放
废水	各井场、增压分输站等	含油污水（采出水）	项目各区块中心井场、拉油点分离出的含油污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、2 号污水站进行处理；1 号增压分输站、5 号增压分输站、油气中心处理站中的脱水站、天然气处理站分离出的含油污水管输至油气中心处理站中的采出水处理站处理；2 号增压分输站分离出的含油污水管输至 2 号污水站处理。井下作业废水拉运至油气中心处理站中的采出水处理站及 2 号污水站进行处理。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。
		作业废水	
	油气中心处理站	天然气站工艺废水	废水排入采出水处理站进行处理，处理后的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 m³ 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，不外排。
		脱盐水处理间排水	
		油罐切水	
		初期雨水	
噪声	各站场	设备运行噪声	优选低噪设备，隔声、减振措施等
固废	各井场、增压分输站、油气中心处理站等	含油污泥	送黑龙江迈景环保科技有限公司处理
		落地油	
		含油废防渗布	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

		废滤芯、废活性炭	托有资质单位处理
		废润滑油	
		废导热油	
		化验废液	
		废油桶	
		非含油废防渗布	废分子筛属于一般工业固废，收集后运至工业固废填埋场处置
		废分子筛	
	污水处理站	污泥	经压滤脱水后进入污泥装车车间内的罐车，拉运至有资质单位处理
		废滤料	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
		废活性炭	
		水处理药剂废包装袋	统一收集，外售综合利用
环境风险	油气中心处理站	环境风险防范措施	原油储罐区、轻烃储罐区及冷剂储配区设置防火堤，原油脱水及原油稳定装置区、供热单元炉区设置围堰；油气中心处理站设置 1 座 7000m³ 事故池；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，并形成巡检记录等

3.2.5.12 区块内现有工程“三同时”工作完成情况

3.2.5.12.1 手续完成情况

本项目区块内的现有工程环评批复及环保验收情况见下表。

表 3.2.5-8 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	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〔2020〕154 号	2021.12.8	2024.12.5 完成验收
3	松辽盆地北部古页 2 号试验井组试验试采工程	庆环审〔2020〕114 号	2021.8.25	2024.9.24 完成验收
4	2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目	庆环审〔2020〕34 号	2024.4.19	正在建设
5	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	庆环审〔2020〕53 号	2024.5.24	正在建设
6	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〔2020〕83 号	2024.7.30	正在建设
7	大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目	庆环审〔2020〕60 号	2025.6.10	正在建设
8	2025 年 Q9 油层产能项目	庆环审〔2020〕103 号	2025.9.30	正在建设

3.2.5.12.2 环评批复措施落实

为掌握环保措施的落实情况，在调查过程中对本项目现有工程采取的环保措施进行

了调查，具体落实情况见下表。

表 3.2.5-9 区块内现有工程环评批复落实情况表

类别	位置	污染种类	污染防治设施	落实情况
废气	1 号试验站、2 号试验站	加热炉烟气	燃料伴生气，清洁燃料，燃烧烟气通过 8m 排气筒排放	已落实
		无组织烃类	密闭集输工艺	已落实
	现有井场、集输	无组织烃类	密闭集输工艺，偏远井场采取拉运方式	已落实
废水	1 号试验区	含油污水	由罐车拉运至哈 19 返排液处理站处理	已落实
		作业废水		已落实
		生活污水	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分污水处理厂处理	已落实
	2 号试验区	含油污水	由管线输送，交大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理	已落实
		作业废水		已落实
		生活污水	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分污水处理厂处理	已落实
噪声	1 号试验站、2 号试验站	设备运行噪声	合理布局，泵类、分离橇、气浮橇等设备安排在室内，天然气压缩橇安装减振垫	已落实
	井场	抽油机	基础减振，定期养护	已落实
固废	1 号试验站、2 号试验站和井场	含油污泥	集中收集，交由大庆博昕晶化科技有限公司处理处置	已落实
		落地油		已落实
		废分子筛	集中收集，交由有资质单位处置	已落实
		含油废防渗布	委托大庆圣德雷特化工有限公司处理	已落实
		非含油废防渗布	统一收集后集中处置	已落实
		生活垃圾	集中收集，交由当地生活垃圾处理场处理	已落实
环境风险	油井井场	采出液	定期检测设备、管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新	已落实
	站场	原油、伴生气	站场采取分区防渗措施；站内轻烃储存单元、原油脱水单元、天然气压缩及脱水单元进行重点防渗；办公区及生活区进行一般防渗；场内道路进行简单防渗。试验站配置放空火炬，在系统压力过大或设备检修时进行放空	已落实
	集输管线	原油、伴生气	阴极保护，保温防渗，压力监控装置、警示标识、定期巡检	已落实
生态环境	井场	永久占地	施工前进行表土剥离，单独存放，表面覆盖水土保持毯，防止肥力降低；施工结束后，剥离的表土拉运至统一收集运送至自然资源局指定地点，用于其他土地整治、绿化等工程；对于永久占用的永久基本农田，建设单位已向县级以上人民政府缴纳耕地开垦费，用于开垦等质等量耕地；占用的其他草地按照土地管理法给予补偿	已落实
	站场	永久占地		已落实
	集输管线	临时占地	已开发区域集中在农村地区，区域土地利用现状多为永久基本农田及其他草地，施工前进行表土剥离，单独存	已落实

			放，表面覆盖水土保持毯，防止肥力降低；施工期间分层开挖，土壤分开堆放，施工结束后分层回填，表土回填至表面；对临时占用的耕地进行复垦，草地播撒草种进行植被恢复	
--	--	--	--	--

3.2.5.12.3 排污许可手续等其他环保要求情况

建设单位于 2026 年 9 月 1 日办理排污许可登记变更，登记编号：91230607716675409L021X，有效期为 2026 年 9 月 1 日至 2031 年 8 月 31 日。根据《排污许可申请与核发技术规范 总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范》等技术规范，登记管理类别的排污单位不需开展环境管理台账和执行报告等工作，建设单位现制定了年度监测计划，排污设施正常运行后修订监测计划。建设单位大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部每年均制定有自行监测计划并按照计划进行了自行监测，主要对各站场加热炉废气、厂界噪声、无组织废气等进行了监测。大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2024 年在大庆市生态环境局备案，备案编号为：230604-2024-12-H。

3.2.5.13 现有工程污染物产排情况

3.2.5.13.1 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《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 1 号试验站、2 号试验站加热炉烟气监测结果可知，加热炉各项污染物监测结果均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉排放限值要求。现有工程各站场燃气加热炉烟气中污染物排放情况见下表。

表 3.2.5-10 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	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)	烟气量 (Nm ³ /h)
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
《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

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可知，非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求（ $\leq 4.0\text{mg/m}^3$ ）要求。

表 3.2.5-11 站场及井场非甲烷总烃厂界无组织监测结果统计表 单位： mg/m^3

站场/井场	监测点位	监测结果	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
古页 8H1 井区井场 (古页 24 区块内)	1#上风向	0.73-0.78	4.0	达标
	2#下风向 1	0.73-0.78		达标
	3#下风向 2	0.80-0.85		达标
	4#下风向 3	0.77-0.86		达标

3.2.5.13.2 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；2 号试验区分离产生的含油污水和井下作业废水经管线进入大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站进行处理，达标处理后用于配置压裂液。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 $\leq 5\mu\text{m}$ ）。具体监测结果见下表。

表 3.2.5-12 含油污水和井下作业废水处理水质情况

采样信息			监测项目（处理后）		
采样地点	采样时间	采样频次	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处理	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	4.8	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

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》，该项目各区块采出水由罐车送至采出水处理站，设计规模为 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，主体工艺采用“气浮+一级过滤”，滤后污水先经采出水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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、SS $\leq 3\text{mg/L}$ ）的要

求。

（2）洗井废水

油井作业周期 1.5 年，油井洗井作业会产生洗井废水，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）天然气处理站的工艺废水

在建工程“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”中的天然气处理站废水主要为循环冷却系统排污水、脱盐水泵房排污水、工艺分离废水、检修清洗等废水。工艺废水由管道输送至油气中心处理站污水站处理，处理后的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 m³ 净化水池回收利用，处理指标执行《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）要求，不外排。

（4）脱盐水处理间排水

在建工程“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”中的脱盐水处理车间排水为间断排水，废水统一输送至采出水处理站进行处理。

（5）油罐切水

在建工程“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”中油罐切水由洗罐车对清洗废水进行收集后，排入含油污水池后进入中心污水处理站处理，处理后污水先经采出水处理站的热泵站换热后，再全部外输至 1 号污水处理站的 60 万 m³ 净化水池回收利用。

（6）油罐清洗废水

在建工程“大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目”中原油罐大检修周期一般为 6~9 年 1 次，即最多每年大检修 8 座油罐，油罐清洗时由洗罐车对清洗废水进行收集后，排入含油污水池，进入中心污水处理站处理，处理后污水先经采出水处理站的热泵站换热后，再全部外输至 1 号污水处理站的 60 万 m³ 净化水池回收利用。

（7）生活污水

根据建设单位统计数据，现有工程生活污水产生源分散在各站场，站场均设防渗化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

3.2.5.13.3 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 3.2.5-13 站场及井场监测噪声结果表 单位：dB(A)

站场	方位	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
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
古页 8H1 井区井场 （古页 24 区块内）	东侧厂界外 1m	56.7-57.4	46.3-47.2	60	50	达标	达标
	南侧厂界外 1m	52.5-56.6	43.7-45.3	60	50	达标	达标
	西侧厂界外 1m	55.1-58.3	45.6-46.9	60	50	达标	达标
	北侧厂界外 1m	55.1-56.6	44.7-47.3	60	50	达标	达标

3.2.5.13.4 固体废物

根据现有工程统计资料，1 号试验区、2 号试验区内的固体废物主要有落地油、含油污泥、生活垃圾和废滤料，其处置情况见下表。

表 3.2.5-14 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		非含油防渗布	一般工业固体废物	由专业处置单位处置
6	哈 19 返排液处理站	脱水泥饼	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
7	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
8		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
9	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
10	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
11		废活性炭	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
12		废滤芯	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
13	实验室	废液	危险废物	集中收集，委托有资质单位统一处理
14	职工生活	生活垃圾	生活垃圾	由专业处置单位处置

3.2.5.13.5 现有工程污染物产排情况

现有工程各项目污染物产排情况汇总见下表。

表 3.2.5-15 区块内现有工程主要污染物排放情况汇总表 单位：t/a

类型	主要污染源	污染物	已建工程				在建工程				合计
			松辽盆地北部古页 1 号试验区开发先导试验产能建设工程	松辽盆地北部古页 1 试验区直井井组试验采工程	松辽盆地北部古页 2 号试验组试验试采工程	2023 年页岩油古页 8H1 井区扩大项目	2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目	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	大庆油田古龙页岩油 Q9 油层产能建设工程项目	2025 年 Q9 油层产能项目	
废气	石油开采	非甲烷总烃	51.94	17.861	149.69	257.985	33.08	26.7	3.751	1.243	542.25
	加热炉烟气	SO ₂	0.015	0.383	0.009	/	/	/	1.832	/	2.239
		NO _x	0.701	1.690	0.430	/	/	/	41.007	/	43.828
		颗粒物	0.036	0.171	0.021	/	/	/	0.586	/	0.814
废水 (产生活)	产液分离	含油污水	126900	13516	106630	174960	195731.25	48700	8448000	1107500	10221937.25
	井下作业	作业废水	83	10.7	34.67	1295	34.58	6.67	410	2240	4114.62
	洗井作业	洗井废水	250	100	/	/	308.75	175	/	/	833.75
	天然气处理	工艺污水	/	/	/	/	/	/	3424	/	3424
	脱盐处理	脱盐废水	/	/	/	/	/	/	949	/	949
	油罐	油罐切水	/	/	/	/	/	/	12	/	12
	油罐	清洗废水	/	/	/	/	/	/	1720	/	1720
	职工生活	生活污水	116.8	160.8	233.6	/	/	/	/	/	511.2
固体	油气分离	含油污泥	3	0.09	1.33	5.46	2.334	0.564	30.42	9.32	52.518

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

废物 (产生量)	油井作业	落地油	0.0083	0.13	0.43	0.925	0.217	0.08	/	1.6	3.3903
	油井作业	含油废弃防渗布	1.7	0.3	0.11	5	0.325	0.8	/	8.32	16.555
		非含油防渗布	/	/	/	2.4	/	/	/	4.48	6.88
	储罐清理	清罐污泥	1.334	/	/	/	/	/	256	/	257.334
	污水处理	脱水泥饼	/	6804	/	/	/	/	/	11695.4	18499.4
	燃气电机等设备	废矿物油	/	/	/	0.56	/	/	2.7	/	3.26
		废油包装	/	/	/	0.5	/	/	/	/	0.5
	导热油炉	废导热油	/	/	/	/	/	/	30	/	30
	天然气处理	废分子筛	4	/	0.08	/	/	/	27.87	/	31.95
		废活性炭	/	/	/	/	/	/	22m³/a	/	22m³/a
		废滤芯	/	/	/	/	/	/	22 根/a	/	22 根/a
	实验室	废液	/	/	/	/	/	/	1.25	/	1.25
	职工生活	生活垃圾	0.73	1.18	1.825	/	/	/	/	/	5.105

3.2.6 区域环境质量回顾分析

3.2.6.1 大气环境质量回顾分析

(1) 基本因子

根据黑龙江省生态环境厅发布的近 5 年环境空气质量监测数据，项目所在地大庆市区域的环境质量见表 3.2.6-1。

表 3.2.6-1 区域基本污染物环境质量汇总表

区域	污染物	年评价指标	评价标准	单位	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
大庆区域	SO ₂	年平均质量浓度	60	μg/m ³	9	7	6	7	7
	NO ₂	年平均质量浓度	40	μg/m ³	18	16	17	18	17
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	μg/m ³	41	38	41	48	47
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	μg/m ³	27	26	26	32	30
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	μg/m ³	900	900	800	800	1000
	O ₃	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	μg/m ³	126	110	116	114	114

由上表近 5 年数据可以看出，项目所在区域环境空气 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 质量浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095~2026）中二级标准的污染物浓度限值，各项基本因子 2021 年~2025 年基本年变化不大。

(2) 特征因子

本次评价也收集了 2021 年至 2025 年项目区域非甲烷总烃环境质量监测数据，具体见下表所示。

表 3.2.6-2 2021~2025 年非甲烷总烃环境质量统计表 单位：mg/m³

区域	监测项目	监测结果				标准限值
		2021 年	2023 年	2024 年	2025 年	
项目区域	非甲烷总烃	0.67~0.79	0.66~0.99	0.55~0.96	0.43~0.96	2.0

项目区域环境空气非甲烷总烃小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次值 2.0mg/m³浓度限值，项目区域环境空气质量良好。

3.2.6.2 地下水环境质量回顾分析

根据本项目区域环境影响特点及项目开发运营特点，本次评价选取项目区域周边地

下水环境质量进行回顾调查。具体见表 3.2.6-3。

表 3.2.6-3 2024 年至 2025 年周边地下水环境数据监测结果一览表 单位：mg/L

序号	监测因子	2021.6.3 巴彦村	2023.11.20 巴彦村	2024.9.2 巴彦村	2025.7.11 大革村	标准	达标情况
1	pH 值	7.4	7.6	7.9	7.9	6.5~8.5	达标
2	总硬度	295	124	213	285	450	达标
3	溶解性总固体	466	264	515	509	1000	达标
4	硫酸盐	29	76.8	42.5	15	250	达标
5	氯化物	35	67.6	45.2	28	250	达标
6	铁	0.15	0.14	0.1	0.03L	0.3	达标
7	锰	0.16	0.05	0.05	0.01L	0.1	达标
8	铅	0.001L	0.010L	0.010L	0.0025L	0.01	达标
9	镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.0005L	0.005	达标
10	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.3L	0.01	达标
11	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.04L	0.001	达标
12	六价铬	0.0004L	0.0004L	0.004L	0.004L	0.05	达标
13	挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002	达标
14	耗氧量（CODMn）	35	2.0	2.1	2.4	3.0	达标
15	氨氮(以 N 计)	0.468	0.312	0.215	0.434	0.5	达标
16	硫化物	0.005L	0.003L	0.003L	0.003L	0.02	达标
17	亚硝酸盐	0.044	0.016L	0.003L	0.003L	1	达标
18	硝酸盐	0.21	1.87	1.93	0.62	20	达标
19	氰化物	0.001L	0.002L	0.002L	0.004L	0.05	达标
20	氟化物	0.49	0.724	0.414	0.22	1	达标
21	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.05	达标

备注：数据来源分别为《松辽盆地北部古页 2 号试验井组试验试采工程环境影响报告书》、《2023 年页岩油指挥部 13 口零散井项目环境影响报告书》、《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》、《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》。

由以上监测结果可知，各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类符合参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类要求，且变化不大，区域地下水环境质量良好。

3.2.6.3 土壤环境质量回顾分析

根据本项目区域环境影响特点及项目开发运营特点，结合历年监测数据，本次选取现有工程区域周边农田开展土壤环境质量回顾调查。监测结果见表 3.2.6-4。

表 3.2.6-4 2024 年至 2025 年周边土壤环境数据统计表

监测项目	2024 年 和平街道	2025 年 古龙镇	标准限值 (pH>7.5)	达标情况
pH	7.7	7.51	/	/
镉(mg/L)	0.35	0.17	0.6	达标
汞(mg/L)	0.065	0.063	3.4	达标
砷(mg/L)	5.08	4.04	25	达标
铅(mg/L)	21.2	16	170	达标
铬(mg/L)	0.5L	31	250	达标
铜(mg/L)	34	31	100	达标
镍(mg/L)	36	22	190	达标
锌(mg/L)	68	42	300	达标
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） (mg/L)	26	6L	4500	达标

备注：数据来源分别为《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》、《页岩油指挥部 2026 年 106 口井钻井工程环境影响报告书》。

由上表统计结果可知：

（1）区域典型项目区域 2021 年以来土壤环境监测指标均为达标状态，且无明显变化趋势；

（2）与本项目有关的特征因子石油烃（C₁₀-C₄₀）监测结果小于 50mg/kg，且呈下降趋势，建议后期加强跟踪监测。

3.2.6.4 现有工程生态影响回顾分析

（1）区域影响调查

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

根据现场调查，现有区块内未出现大面积土壤沙化，局部分布有碱斑块，通过采取

相应的生态保护措施、生态恢复措施等，已实施工程未对周围生态环境造成较明显的影响。工程永久占地直接减少了农作物的产量，区块道路网络对区域原有生态系统的分割，在一定程度上破坏了原有生态系统的连续性，但没有改变项目区域的生态系统结构与功能，区域的生态组分及生物多样性未受影响，区域生态格局变化不大，对区域生态环境的影响较小。

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。

	
古龙页岩油 2 号试验站生态恢复情况	现有井场生态恢复情况
	
现有井场生态恢复情况	中心站生态恢复情况

图 3.2.6-1 现有工程生态恢复情况

3.2.7 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。

3.2.7.1 存在的主要环保问题

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

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

（2）存在单井拉油

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

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

3.2.7.2 现有环境问题整改及“以新带老”措施

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

（1）加强道路洒水频率，尽可能进行路面硬化；

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

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

3.3 建设内容

3.3.1 工程组成

根据项目建设方案，本项目主要涉及共包括 10 个区块，分别为古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井区、古页 15 井区、古页 1005 井区，新钻油井 182 口，井型均为水平井，建设有平台井场和单井井场，其中每座平台井场部署 2-5 口油井。主要工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容。项目工程内容包括主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程、依托工程等，建设项目工程组成见下表。

表 3.3.1-1 工程组成一览表

类别	项目组成	建设内容	备注
主体工程	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 52 座平台井场及 28 座单井井场槽等，新建各类化学品储存场所，新建柴油储存区；每座井场均	新建

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

程		建设一个火炬和放喷池，放空火炬高 15m；放喷池位于井场边界外约 50m 处，远离居民等敏感点，混凝土材质，容积为 30m ³	
		各井区合计新钻井 182 口，井型为水平井；其中每座平台建设 2~5 口油井，独立井场仅建设 1 口油井。其中： 古页 16 北井区：新钻井 26 口，井型为水平井；共建设 10 座平台及 4 座独立井场，其中每座平台建设 2~3 口油井，独立井场仅建设 1 口油井； 古页 25 井区：新钻井 46 口，井型为水平井；共建设 13 座平台及 2 座独立井场，每座平台建设 2~5 口油井； 古页 2HC 井区：新钻井 30 口，井型为水平井；共建设 10 座平台及 4 座独立井场，其中每座平台建设 2~3 口油井，独立井场仅建设 1 口油井； 古页 1903H-Q9 井区：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，其中每座平台建设 2~3 口油井，独立井场仅建设 1 口油井； 古页 1907H-Q9 井区：新钻井 12 口，井型为水平井；共建设 4 座平台及 1 座独立井场，其中每座平台建设 2~4 口油井，独立井场仅建设 1 口油井； 古页 24 井区：新钻井 8 口，井型为水平井；共建设 2 座平台，其中每座平台建设 4 口油井； 古页 1 井区：新钻井 5 口，井型为水平井；共建设 5 座独立井场，独立井场仅建设 1 口油井； 古页 4HC 井区：新钻井 3 口，井型为水平井；共建设 1 座平台，平台建设 3 口油井； 古页 15 井区：新钻井 35 口，井型为水平井；共建设 9 座平台及 2 座独立井场，其中每座平台建设 2~4 口油井，独立井场仅建设 1 口油井； 古页 1005 井区：新钻井 5 口，井型为水平井；共建设 5 座独立井场，每座独立井场仅建设 1 口油井；	新建
	钻井工程	各井区合计建设 182 口钻井，配套建设钻井装置 182 套，每口井建设一套，新建生产井垂深约为 2313~2535m，水平段长度以 1400~3000m 为主。其中： 古页 16 北井区：共建设 26 口钻井，配套建设钻井装置 26 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2313~2357m，水平段长度以 1750~2000m 为主； 古页 25 井区：共建设 46 口钻井，配套建设钻井装置 46 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2411~2495m，水平段长度以 2000~2500m 为主； 古页 2HC 井区：共建设 30 口钻井，配套建设钻井装置 30 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2100~2500m，水平段长度以 1800~3000 为主； 古页 1903H-Q9 井区：共建设 12 口钻井，配套建设钻井装置 12 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2100~2400m，水平段长度以 1800~2500m 为主； 古页 1907H-Q9 井区：共建设 12 口钻井，配套建设钻井装置 12 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2222~2397m，水平段长度以 1400~2300m 为主； 古页 24 井区：共建设 8 口钻井，配套建设钻井装置 8 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2396~2448m，水平段长度以 2500m 为主； 古页 1 井区：共建设 5 口钻井，配套建设钻井装置 5 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2100~2350m，水平段长度以 2000~2300m 为主； 古页 4HC 井区：共建设 3 口钻井，配套建设钻井装置 3 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2000~2300m，水平段长度以 2100m 为主； 古页 15 井区：共建设 35 口钻井，配套建设钻井装置 35 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2100~2400m，水平段长度以 1600~2500m 为主； 古页 1005 井区：共建设 5 口钻井，配套建设钻井装置 5 套，每口井建设一套，新钻井垂深约为 2499~2535m，水平段长度以 1600~3000m 为主；	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	新建
		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

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

			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
辅助工程	施工期	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
		清防蜡	本项目井口选用电加热清防蜡，电源为自备柴油发电机	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
公用工程	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
	排水工程		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。井场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	新建
	供电工程		施工期采用柴油机发电	新建+依托
	供暖工程		项目施工期不供暖	/
环	施工	废水处	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	/

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

保 工 程	期	理	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		/
			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。施工结束后临时生活污水收集池进行生态恢复，场地进行平整		/
		废气处 理	场站施工场地设置围挡，定期洒水抑尘		/
			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		/
			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		/
		固废处 理	危 险 废物	废射孔液、废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑、落地油、含油污泥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 KOH 包装袋、废过硫酸钾包装袋、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 10m ² 。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》（GB 15562.2-1995）及修改单规定制定	/
			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	/
			生 活 垃圾	施工场地生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	/
		噪声污 染防治	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		/
		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		/
		生态环 境	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，施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被		/
		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。在距离水体较近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	
依托工程	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	已完成验收
	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	已完成验收
	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		本项目施工期钻产生的废弃油基泥浆、岩屑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。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）位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧 3km 处，建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量 27 万 t/a	已建，正在验收
	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	已完成验收
	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	已完成验收

3.3.2 总体空间布局

本项目位于古龙油田、葡西油田、古龙油气勘查矿区范围内，其中古页 16 北井区位于项目区南部，属于葡西油田、古龙油气勘查矿区范围内；古页 25 井区位于项目区中部，属于葡西油田矿区范围内；古页 15 井区位于项目区北部，属于古龙油田矿区范围内；古页 4HC 井区位于项目区北部，属于古龙油田矿区范围内；古页 1 井区位于项目区西部，属于古龙油气勘查矿区范围内；古页 24 井区位于项目区中部，属于葡西油田矿区范围内；古页 1907H-Q9 井区位于项目区东部，属于葡西油田矿区范围内；古页 1903H-Q9 井区位于项目区东北部，属于古龙油田矿区范围内；古页 2HC 井区位于项目区南部，属于葡西油田矿区范围内；古页 1005 井区位于项目区西北部，属于古龙油田矿区范围内。

本项目主要在古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井区、古页 15 井区、古页 1005 井区设计 182 口水平井，水平段长度以 1600~2500m 为主，平面井距 500m，各井场间井距大于 1000m。

3.3.3 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。

3.3.4 钻井工程方案

3.3.4.1 井身结构

(1) 水平井

本项目新钻油井井身结构为水平井。由于本项目涉及井数较多，建设方式等基本信息类似，井身结构主要包括二开及三开。根据设计方案，本项目共设计 182 口水平井，其中三开井身结构 156 口、二开井身结构 26 口；针对地质条件复杂、偏移距较大及施工困难井，采用三开井身结构；针对地质条件相对简单、无地层必封点以及施工难度小的井，采用二开井身结构。

项目二开、三开典型井身结构设计如下。

表 3.3.4-1 二开典型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	套管下入地层	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 (m)
一开	四方台组底+50m	311.2	表层套管	244.5	嫩五段	四方台组底+50m	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	青二、三段	设计井深-3m	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 3.3.4-2 三开典型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	套管下入地层	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 (m)
一开	浅水层底界+11	444.5	表层套管	339.7	明二段	浅水层底界+10	地面
二开	葡萄花油层底+10~20	311.2	技术套管	244.5	青二、三段	葡萄花油层底+10~20	地面
三开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	青二、三段	设计井深-3m	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，平台井表层套管下深相互错开 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

表 3.3.4-3 二开井身结构设计说明

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

表 3.3.4-4 三开井身结构设计说明

开钻次序	套管尺寸 mm	设计说明
一开	339.7	安装井控装置；封固上部易漏易塌地层；保护浅层水；悬挂技术套管
二开	244.5	安装井控装置；封隔易漏易塌地层；封隔不同压力层系；悬挂生产套管
三开	139.7	封固目的层；完井要求

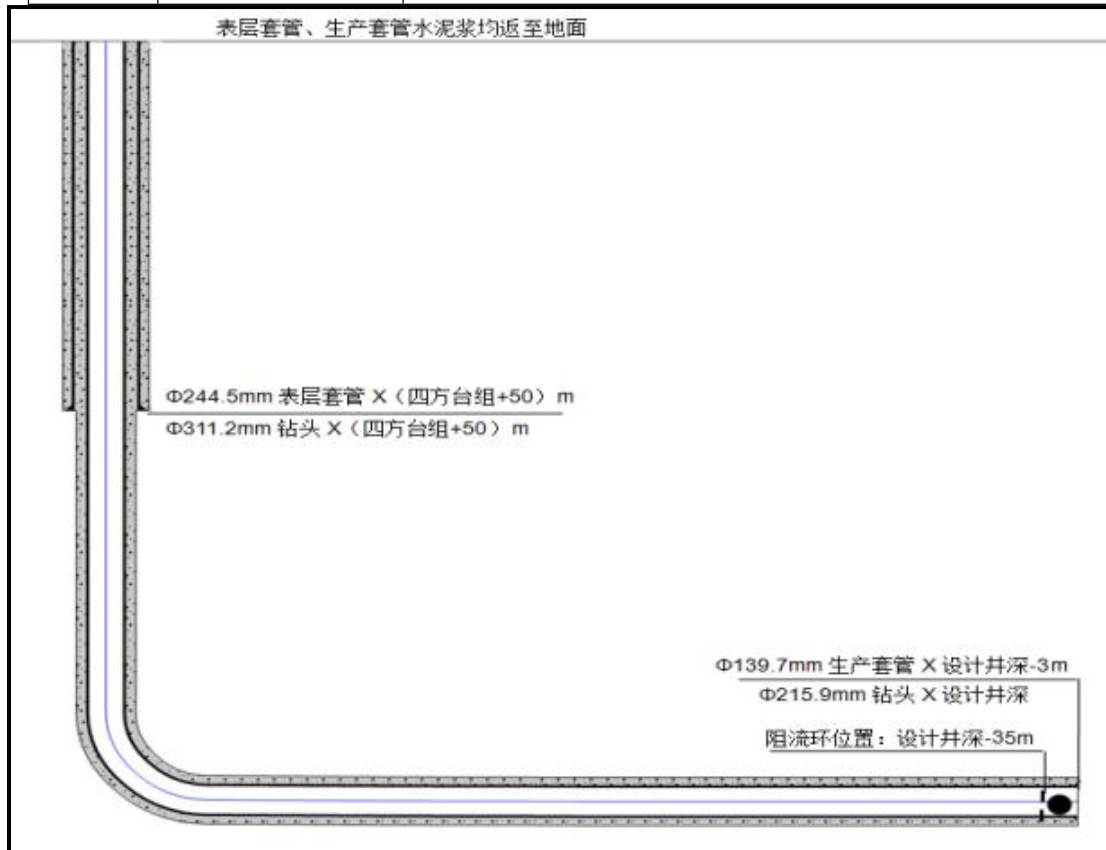


图 3.3.4-1 (1) 井身结构示意图（二开井身）

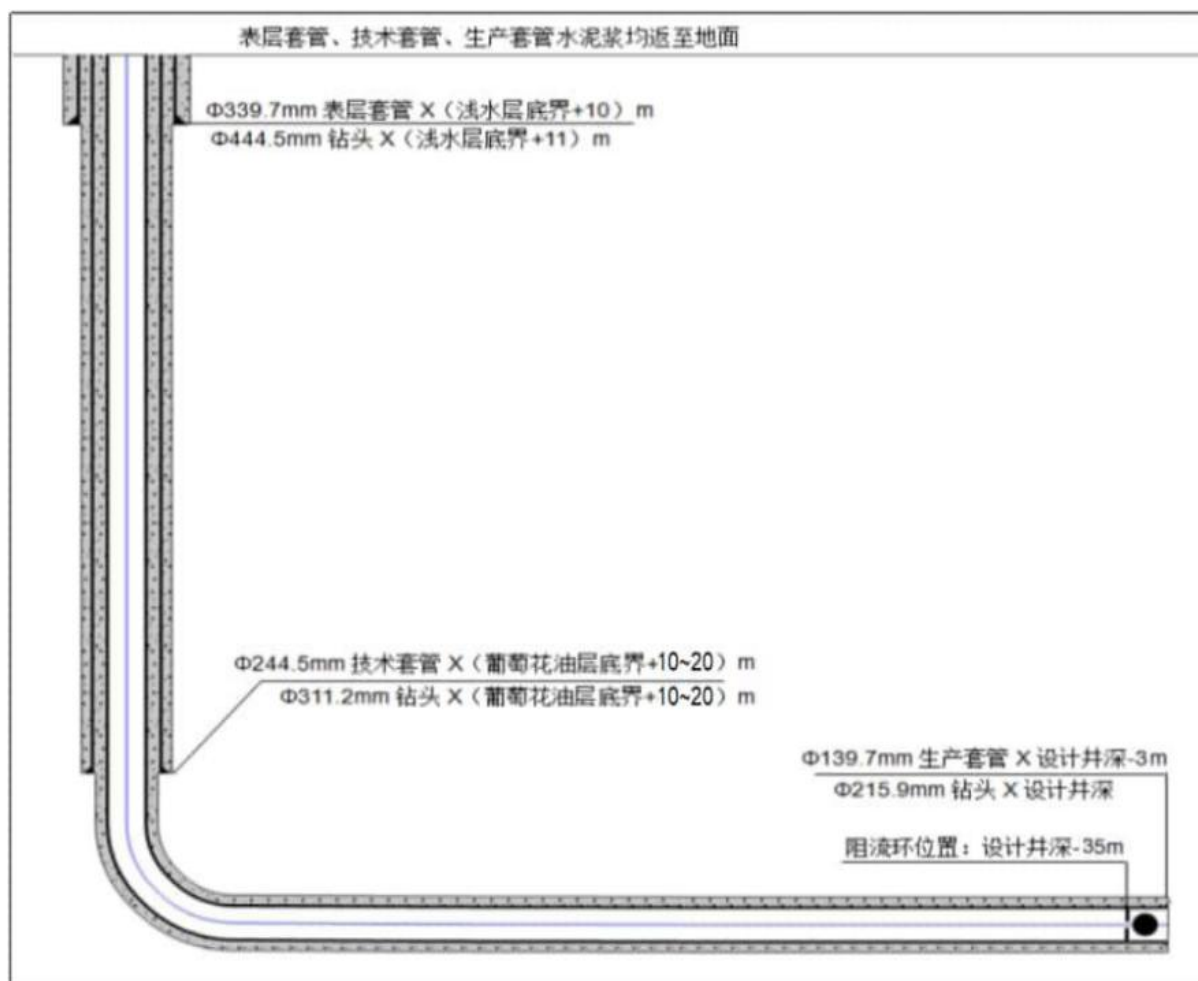


图 3.3.4-1 (2) 井身结构示意图 (三开井身)

(2) 井控

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。本项目新建 182 口油井全部为水平井，井身结构主要包括二开及三开。井口装置见图 3.3.4-2。

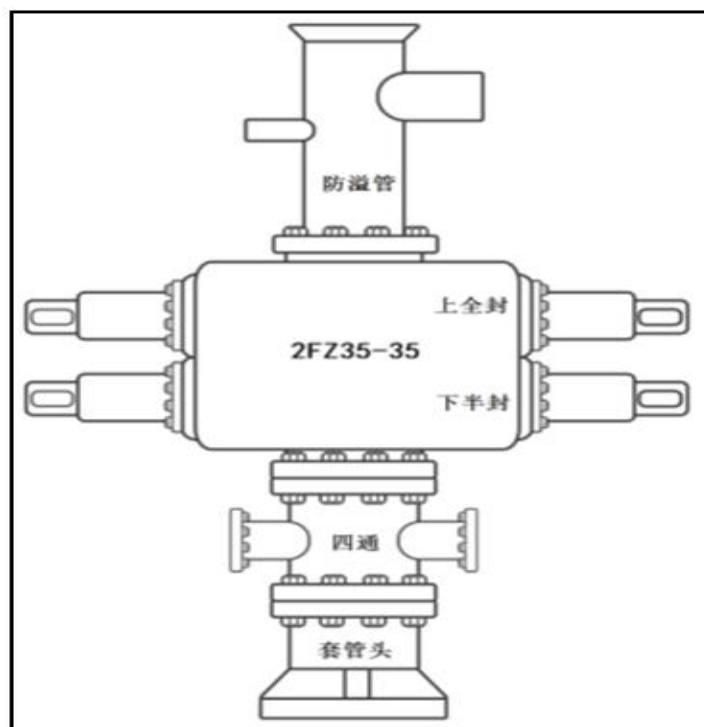


图 3.3.4-2 二开、三开井口装置示意图

3.3.4.2 钻井工程主要设备

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，本项目设计井选用 ZJ-50D 钻机或 ZJ-70D 钻机。本项目 182 口水平井钻井过程以 ZJ-70D 型钻机为主，以下以该钻机作为典型分析钻井工程主要设备。

(1) 钻井现场主要设备

表 3.3.4-5 钻井现场主要建设内容和设备

项目组成	建设内容
钻机	1 台，ZJ-70DB/4500 型
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
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（包含含油废弃钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液、落地油、含油污泥等），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
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
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

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

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
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
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
井控房	每个井场设置 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
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
综合房	每个井场设置 1 处，占地面积 15m ² ，放置施工工具
钻井监督房	每个井场设置 1 处，占地面积 15m ² ，施工人员监控值班房
消防蜡	本项目井口选用电加热消防蜡，电源为自备柴油发电机
放喷池	放喷池（1 座/井场，容量约 30m ³ ），采取重点防渗措施
防喷器	根据《大庆油田钻井井控实施细则》等相关规定，预测气油比≥300 方/吨，均为三级一类井控风险井，井口安装 35 兆帕双闸板防喷器及配套设施，防喷器型号为 2FZ35-35

（2）钻机

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 3.3.4-6（1） 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	
		大钩	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 5000kN	
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	XK06/10LGFD-6/10X	55kW	2 台
		气源净化装置	SAD-6F	处理量 6m³/min	
		刹车系统	FDWS-70	最大扭矩 110kN·m	
		辅助刹车	/	/	能耗制动
10	固控系统 & 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 200m³/h	最低配置要求
		离心机 1#	LW-500×125-N	处理量 40m³/h	最低配置要求
		离心机 2#	SWACO-518	处理量 60m³/h	最低配置要求
		除气器	ZCQ2/6	处理量 360m³/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	天然气报警器		/	/	3 台

表 3.3.4-6 (2) ZJ-50D/3150 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-50D/3150		
2	井架	JJ315/45-K	最大载荷 3150kN	

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

3	提升系统	绞车	JC-50D	快绳拉力 340kN	
		天车	TC-315	最大载荷 3150kN	
		游动滑车	YC-315	最大载荷 3150kN	
		大钩	DG-315	最大载荷 3150kN	
		水龙头	SL-450-Z	最大载荷 4500kN	
4	顶部驱动装置		TDS-11SA	最大载荷 5000kN	
5	转盘		ZP-375	最大载荷 5850kN	最大工作扭矩 32362N·m
6	循环系统配置	钻井泵	F-1300	1300HP	3 台
		钻井液罐		380m³(循环罐)	
7	动力系统	直流电动机	YZ08	800kW	6 台
		柴油机	G12V190/ZLD	1200HP	3 台
8	发电机组	发电机组	GF800	800kW	3 台
		辅助发电机	MND604B	500kW	
9	钻机控制系统	螺杆压缩机	XK06/10LGFD-6/10X	处理量 6m³/min	2 台
		气源净化装置	SAD-6F	处理量 6m³/min	2 台
		刹车系统	FDWS-50D	最大转矩 110kN·m	
10	钻井液净化及 处理系统	真空振动筛 1#	ATL-1000 高·直		
		真空振动筛 2#	ATL-1000 高·直		
		除砂器	NCS-300X2	处理量 200m³/h	
		离心机 1#	LW-500X125-N	处理量 40m³/h	
		离心机 2#	SWACO518	处理量 50m³/h	
		除气器	ZCQ2/6	处理量 360m³/h	
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		

3.3.4.3 基建油井信息

本项目共新钻生产井 182 口，位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内。182 口油井形成 52 座平台井场及 28 座单井井场，均为新建，占地类型为耕地（永久基本农田）及其他草地等。本项目油田井位布设信息见下表。

表 3.3.4-7 项目各区块基建油井情况表

项目	油井数	平台井场数	独立井场数	位置
古页 16 北井区	26	10	4	肇源县
古页 25 井区	48	13	4	杜蒙县、肇源县
古页 2HC 井区	30	10	4	杜蒙县、肇源县
古页 1903H-Q9 井区	12	3	5	杜蒙县
古页 1907H-Q9 井区	12	4	1	杜蒙县、大同区
古页 24 井区	8	2	0	肇源县
古页 1 井区	5	0	5	杜蒙县
古页 4HC 井区	3	1	0	大同区
古页 15 井区	33	9	0	杜蒙县
古页 1005 井区	5	0	5	杜蒙县
合计	182	52	28	/

表 3.3.4-8 本项目油田产能井位布设信息

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深 (m)	水平段长度 (m)
1.	古页 16 北	双井平台	GY16-Q9-H101	21598781.04	5081082.40	古龙镇	水平井	2313~2357	1750~2000
2.			GY16-Q9-H102	21598779.67	5081092.30		水平井		
3.		单井井场	GY16-Q9-H103	21599780.27	5078481.80	义顺乡	水平井		
4.		三井平台	GY16-Q9-H104	21600640.96	5078512.86		水平井		
5.			GY16-Q9-H105	21600643.27	5078503.52		水平井		
6.			GY16-Q9-H106	21600646.55	5078496.17		水平井		
7.		双井平台	GY16-Q9-H107	21601682.47	5078439.20		水平井		
8.			GY16-Q9-H108	21601684.38	5078431.40		水平井		
9.		双井平台	GY16-Q9-H109	21602842.47	5078482.17		水平井		
10.			GY16-Q9-H110	21602846.39	5078476.01		水平井		
11.		单井井场	GY16-Q9-H111	21604730.69	5077591.41		水平井		
12.		双井平台	GY16-Q9-H112	21598734.48	5075872.66	古龙镇	水平井		
13.			GY16-Q9-H113	21598735.98	5075862.61		水平井		
14.		双井平台	GY16-Q9-H114	21599919.25	5076520.36		水平井		
15.			GY16-Q9-H115	21599910.68	5076515.30		水平井		
16.		双井平台	GY16-Q9-H116	21600843.73	5076427.07		水平井		
17.			GY16-Q9-H117	21600852.09	5076426.70		水平井		
18.		单井井场	GY16-Q9-H118	21601865.59	5076115.96	义顺乡	水平井		
19.		双井平台	GY16-Q9-H119	21602476.00	5076348.00		水平井		
20.			GY16-Q9-H120	21602484.00	5076348.00		水平井		
21.		双井平台	GY16-Q9-H121	21603072.13	5076244.21		水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深（m）	水平段长度（m）
22.			GY16-Q9-H122	21603079.43	5076238.92		水平井		
23.		单井井场	GY16-Q9-H123	21604228.38	5077743.21		水平井		
24.		三井平台	GY16-Q9-H124	21603359.00	5083645.00		水平井		
25.			GY16-Q9-H125	21603362.00	5083637.00		水平井		
26.			GY16-Q9-H126	21603364.00	5083629.00		水平井		
27.	古页 25 井区	四井平台	GY25-Q5-H1	21594982.5	5095006	腰新乡	水平井	2411~2800	2000~2500
28.			GY25-Q2-H1	21594992.5	5095006		水平井		
29.			GY25-Q5-H2	21595002.5	5095006		水平井		
30.			GY25-Q2-H2	21595012.5	5095006		水平井		
31.		四井平台	GY25-Q7-H1	21596435	5094963.5		水平井		
32.			GY25-Q4-H1	21596445	5094963.5		水平井		
33.			GY25-Q7-H2	21596455	5094963.5		水平井		
34.			GY25-Q4-H2	21596465	5094963.5		水平井		
35.		四井平台	GY25-Q7-H3	21597497	5094708		水平井		
36.			GY25-Q4-H3	21597507	5094708		水平井		
37.			GY25-Q7-H4	21597517	5094708		水平井		
38.			GY25-Q4-H4	21597527	5094708		水平井		
39.		三井平台	GY25-Q9-H101	21594769	5095006		水平井		
40.			GY25-Q9-H102				水平井		
41.			GY25-Q9-H103				水平井		
42.		三井平台	GY25-Q9-H104	21596552	5095006		水平井		
43.			GY25-Q9-H105				水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深（m）	水平段长度（m）
44.		双井平台	GY25-Q9-H106	21598190	5097706		水平井		
45.			GY25-Q9-H107				水平井		
46.			GY25-Q9-H108				水平井		
47.		单井井场	GY25-Q9-H109	21600265	5096413		水平井		
48.		三井平台	GY25-Q9-H110	21595541	5092786		水平井		
49.			GY25-Q9-H111				水平井		
50.			GY25-Q9-H112				水平井		
51.		三井平台	GY25-Q9-H113	21597041	5092786		水平井		
52.			GY25-Q9-H114				水平井		
53.			GY25-Q9-H115				水平井		
54.		三井平台	GY25-Q9-H116	21598541	5092786		水平井		
55.			GY25-Q9-H117				水平井		
56.			GY25-Q9-H118				水平井		
57.		单井井场	GY25-Q9-H119	21599933	5092786		水平井		
58.		单井井场	GY2501H	21591197	5093969		水平井		
59.		单井井场	GY2502H	21591249.80	5093762		水平井		
60.		三井平台	GY25-Q9-H121	21596198	5090568		水平井		
61.			GY25-Q9-H120				水平井		
62.			GY25-Q9-H122				水平井		
63.		三井平台	GY25-Q9-H125	21597698	5090568		水平井		
64.			GY25-Q9-H123				水平井		
65.			GY25-Q9-H124				水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深（m）	水平段长度（m）
66.		五井平台	GY25-Q9-H126	21599198	5090568	义顺乡	水平井		
67.			GY25-Q9-H127				水平井		
68.			GY25-Q9-H128				水平井		
69.			GY25-Q9-H131	21599198	5090568		水平井		
70.			GY25-Q9-H132				水平井		
71.		四井平台	GY25-Q9-H129	21600448	5090568		水平井		
72.			GY25-Q9-H130				水平井		
73.			GY25-Q9-H133	21600448	5090568		水平井		
74.			GY25-Q9-H134				水平井		
75.		古页 2HC 井区	双井平台	GY2-Q9-H101	21596115		5090638		
76.	GY2-Q9-H102			水平井					
77.	三井平台		GY2-Q9-H103	21597390	5090638	水平井			
78.			GY2-Q9-H104			水平井			
79.			GY2-Q9-H105			水平井			
80.	三井平台		GY2-Q9-H106	21599090	5091074	义顺乡	水平井		
81.			GY2-Q9-H107				水平井		
82.			GY2-Q9-H108				水平井		
83.	三井平台		GY2-Q9-H109	21600590	5091074		水平井		
84.			GY2-Q9-H110				水平井		
85.			GY2-Q9-H111				水平井		
86.	单井井场		GY2-Q9-H112	21601361	5092129		水平井		
87.	三井平台		GY2-Q9-H113	21602690	5088374		水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深（m）	水平段长度（m）
88.			GY2-Q9-H114				水平井		
89.			GY2-Q9-H115				水平井		
90.		单井井场	GY2-Q9-H116	21594790	5088673	古龙镇	水平井		
91.		双井平台	GY2-Q9-H117	21596195	5087937		水平井		
92.			GY2-Q9-H118				水平井		
93.		单井井场	GY2-Q9-H119	21597945	5087937		水平井		
94.		双井平台	GY2-Q9-H120	21599108	5088840	义顺乡	水平井		
95.			GY2-Q9-H121				水平井		
96.		双井平台	GY2-Q9-H122	21600207	5085153		水平井		
97.			GY2-Q9-H123				水平井		
98.		三井平台	GY2-Q9-H124	21601684	5088840		水平井		
99.			GY2-Q9-H125				水平井		
100.			GY2-Q9-H126				水平井		
101.		三井平台	GY2-Q9-H127	21602965	5088837		水平井		
102.			GY2-Q9-H128				水平井		
103.			GY2-Q9-H129				水平井		
104.		单井井场	GY2-Q9-H130	21594635	5086620	古龙镇	水平井		
105.	古页 1903H-Q9 井区	单井井场	GY1902-Q9-H1	21607936	5108683	他拉哈镇	水平井	2100~2400	1800~2500
106.		单井井场	GY1902-Q9-H2	21608296	5108683		水平井		
107.		单井井场	GY1906-Q2-H1	21608036	5108683		水平井		
108.		单井井场	GY1906-Q2-H2	21608396	5108683		水平井		
109.		单井井场	GY1906-Q9-H4	21609385	5106835		水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深 (m)	水平段长度 (m)
110.		三井平台	GY1906-Q9-H5	21606775	5107671		水平井		
111.			GY1906-Q9-H6	21606775	5107661		水平井		
112.			GY1906-Q9-H7	21606775	5107681		水平井		
113.		双井平台	GY1906-Q9-H9	21608132	5107202		水平井		
114.			GY1906-Q9-H10	21608132	5107212		水平井		
115.		双井平台	GY1906-Q9-H13	21609412	5107216		水平井		
116.			GY1906-Q9-H14	21609402	5107216		水平井		
117.	古页 1907H-Q9 井区	四井平台	GY1907-Q9-H13	21609216	5099612	双榆树乡	水平井	2222~2397	1400~2300
118.			GY1907-Q9-H10	21609186	5099612		水平井		
119.			GY1907-Q9-H11	21609196	5099612		水平井		
120.			GY1907-Q9-H12	21609206	5099612		水平井		
121.		三井平台	GY1907-Q9-H15	21608826	5099972		水平井		
122.			GY1907-Q9-H16	21608820	5099963		水平井		
123.			GY1907-Q9-H14	21608814	5099955		水平井		
124.		单井井场	GY1907-Q9-H18	21611373	5100455		水平井		
125.		双井平台	GY1907-Q9-H6	21610003	5101904	他拉哈镇	水平井		
126.			GY1907-Q9-H8	21610013	5101904		水平井		
127.		双井平台	GY1907-Q9-H4	21608533	5102079		水平井		
128.			GY1907-Q9-H2	21608529	5102070		水平井		
129.	古页 24 井区	四井平台	GY24-Q6-H1	21601996	5088830	义顺乡	水平井	2396~2448	2500
130.			GY24-Q2-H1	21601988	5088832		水平井		
131.			GY24-Q6-H2	21601979	5088836		水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深 (m)	水平段长度 (m)
132.		四井平台	GY24-Q2-H2	21601969	5088841		水平井		
133.			GY24-Q6-H3	21602806	5088756		水平井		
134.			GY24-Q2-H3	21602816	5088756		水平井		
135.			GY24-Q6-H4	21602826	5088756		水平井		
136.			GY24-Q2-H4	21602836	5088756		水平井		
137.	古页 1 井区	单井井场	GY1-V1-I	21589351	5103614	腰新乡	水平井	2100~2350	2000~2300
138.		单井井场	GY1-V2-P	21589101	5103864		水平井		
139.		单井井场	GY1-V3-P	21589601	5103864		水平井		
140.		单井井场	GY1-V4-P	21589601	5103364		水平井		
141.		单井井场	GY1-V5-P	21589101	5103364		水平井		
142.	古页 4HC 井区	三井平台	GY4-Q4-H3	21614499	5117534	和平街道	水平井	2000~2300	2100
143.			GY4-Q4-H2	21614489	5117534		水平井		
144.			GY4-Q4-H1	21614479	5117534		水平井		
145.	古页 15 井区	四井平台	GY15-Q5-H5	21598930	5111241	他拉哈镇	水平井	2100~2400	1600~2500
146.			GY15-Q2-H6	21598940	5111241		水平井		
147.			GY15-Q7-H5	21598950	5111241		水平井		
148.			GY15-Q5-H6	21598960	5111241		水平井		
149.		四井平台	GY15-Q2-H7	21599895	5111241		水平井		
150.			GY15-Q7-H6	21599905	5111241		水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深 (m)	水平段长度 (m)
151.			GY15-Q5-H7	21599915	5111241		水平井		
152.			GY15-Q5-H8	21599925	5111241		水平井		
153.		四井平台	GY15-Q7-H7	21600840.57	5111003.00		水平井		
154.			GY15-Q5-H9	21600829.17	5111003.00		水平井		
155.			GY15-Q2-H8	21600820.66	5111003.00		水平井		
156.			GY15-Q7-H8	21600813.92	5111003.00		水平井		
157.		四井平台	GY15-Q5-H10	21601811	5111391		水平井		
158.			GY15-Q2-H9	21601821	5111391		水平井		
159.			GY15-Q7-H9	21601831	5111391		水平井		
160.			GY15-Q5-H11	21601841	5111391		水平井		
161.		双井平台	GY15-Q2-H10	21602602.49	5112702		水平井		
162.			GY15-Q7-H10	21602612.49	5112702		水平井		
163.		四井平台	GY15-Q5-H12	21599035	5108124		水平井		
164.			GY15-Q2-H11	21599045	5108124		水平井		
165.			GY15-Q7-H12	21599055	5108124		水平井		
166.			GY15-Q5-H13	21599065	5108124		水平井		
167.		四井平台	GY15-Q2-H12	21599885	5108124		水平井		
168.			GY15-Q7-H13	21599895	5108124		水平井		
169.			GY15-Q5-H14	21599905	5108124		水平井		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

序号	区块	井场类型	井号	井位坐标		位置	井型	完钻垂深（m）	水平段长度（m）
170.		三井平台	GY15-Q2-H13	21599915	5108124		水平井		
171.			GY15-Q2-H14	21600960	5108124		水平井		
172.			GY15-Q7-H14	21600970	5108124		水平井		
173.			GY15-Q5-H15	21600980	5108124		水平井		
174.		四井平台	GY15-Q2-H15	21601385	5108124		水平井		
175.			GY15-Q7-H15	21601395	5108124		水平井		
176.			GY15-Q5-H16	21601405	5108124		水平井		
177.			GY15-Q2-H16	21601415	5108124		水平井		
178.	古页 1005 井区	单井井场	GY1005-4-H1	21594238.78	5108847	他拉哈镇	水平井	2499~2535	1600~3000
179.		单井井场	GY1005-4-H4	21593938.78	5109147		水平井		
180.		单井井场	GY1005-4-H6	21594538.78	5107747		水平井		
181.		单井井场	GY1005-3-H2	21593638.78	5108147		水平井		
182.		单井井场	GY1005-4-H2	21593338.78	5108147		水平井		

3.3.4.4 钻井工程工艺

3.3.4.4.1 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。

钻井液设计如下：（1）三开井身结构的井：一开设计使用环保型水基钻井液体系（膨润土浆钻井液体系），二开设计使用钾盐聚合物钻井液体系，三开设计使用油包水钻井液体系（油基钻井液体系）。（2）二开井身结构的井：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。各类钻井液组成成分见下表。

表 3.3.4-9 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，防止低钻压冲垮地层。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.尽可能维持低钻压钻进，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 ₂ CO 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%	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。 2.钻井液配制：油水比≥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，在加入中需要充分搅拌，使油水分充分乳化，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。 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。 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
	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)	0.7%~1.0%	

	剂)		的持续稳定。 5.增加粘度时,适当混加粘度高的油包水钻井液或者加入 CaCl_2 水溶液;降低粘度时,加入柴油。 6.钻进中要保证各钻井液罐中的搅拌器连续正常运转。 7.钻井液密度较高,现场施工中应注意预防漏失发生。
	(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	/	
钾盐共聚物 钻井液体系	膨润土	4.5%~5.5%	1.开钻前,充分循环钻井液,加入纯碱 240kg,防止水泥浆混侵,将钻井液性能调整至设计要求后开钻。2.二开钻井过程配浆时,复合抑制剂 WDYZ-1、阳离子聚合物复合物 HX-D 的加量按设计上限使用,以控制造浆提高钻井液的抑制性。钻至葡萄花油层顶以上 50m 将钻井液密度调整至设计要求,钻进时主要用 WDYZ-1 和 $\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$ 的低浓度水溶液维护,每钻进 100m 补加 25kg HX-D,同时注意返出岩屑情况。3.补充新浆时,提高 JS-1、JS-2、高效封堵降滤失剂 HX-A、 $\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$ 的加量,加强钻井液的封堵能力,降低泥饼的渗透率。4.下套管后,调整钻井液性能达到设计要求后,方可固井。5.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,保证安全钻进
	纯碱(土量)	4.5%~5.0%	
	WDYZ-1	0.3%~0.4%	
	HX-D	0.3%~0.4%	
	JS-1	0.8%~1.2%	
	JS-2	1.2%~1.5%	
	$\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$	0.7%~1.3%	
	SPNH	1.0%~1.2%	
	HX-A	1.0%~1.5%	
	KOH	0.04%~0.10%	
	重晶石粉	/	

3.3.4.4.2 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。

3.3.4.4.3 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间时，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。

3.3.4.4.4 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥施工及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 3.3.4-10 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
一开	444.5	0~211	339.7	210	210	地面~211	/
二开	311.2	0~2189	244.5	2189	2167	地面~2189	/
三开	215.9	2189~5243	139.7	5240	5208	地面~5243	合格

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 3.3.4-11 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 (m³)	水泥浆返深 (m)	水泥塞面深度	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
技术套管	244.5	311.2	15	63.02	地面	2167	高强 低密度	15	76
				54.00	1189		G		82

生产 套管	139.7	215.9	10	47.97	地面	5208	高强 低密度	15	58
				95.27	1958		G		120

固井水泥外加剂用量数据见下表。

表 3.3.4-12 单井固井水泥外加剂用量数据表

套管程序	分散剂（t）	石英砂（t）	膨胀剂（t）	降失水剂（t）
表层套管	3.10	/	/	/
技术套管	/	0.16	/	/
生产套管	/	/	30.00	1.80
合计	3.10	0.16	30.00	1.80

3.3.4.4.5 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 3.3.4-13 射孔液成分理化性质表

序号	原料名称	理化性质
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。
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。
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，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，无毒性。

3.3.4.5 施工进度

根据 2024 年古龙页岩油二开井、三开井钻井周期“学习曲线”，水平段长度 1500~2800m 的二开水平井钻井周期为 15~23 天，水平段长度 2000~2700m 的三开水平井钻井周期分别为 23~27 天；完井周期均为 7 天。总体钻井周期为 22~34 天。

本项目各区块钻井周期见下表。

表 3.3.4-14 项目各区块钻井周期汇总表

区块	水平段长度/m	井数	二开钻井周期/d	三开钻井周期/d
----	---------	----	----------	----------

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

古页 16 北井区	1800	14	17	/
	2000	8	18	23
	1600	1	16	/
	1750	3	17	/
古页 25 井区	2000	44	18	23
	2500	2	20	/
古页 2HC 井区	1800	1	17	/
	2000	13	18	/
	2500	11	20	/
	3000	5	23	/
古页 1903H-Q9 井区	1800	4	17	/
	2300	6	20	/
	2500	2	/	26
古页 1907H-Q9 井区	2300	1	/	25
	1600	1	16	/
	2100	4	18	/
	2200	5	19	/
	1400	1	15	/
古页 24 井区	2500	8	/	25
古页 1 井区	2000	1	18	/
	2300	4	20	/
古页 4HC 井区	2100	3	18	/
古页 15 井区	1600	6	16	/
	1800	9	17	/
	2000	10	18	/
	2200	6	19	/
	2500	4	/	25
古页 1005 井区	3000	1	/	29
	1600	1	/	21

	2000	2	/	23
	2700	1	/	27

3.3.5 储层改造工程

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。

3.3.5.1 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 3.3.5-1 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。

备注：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。

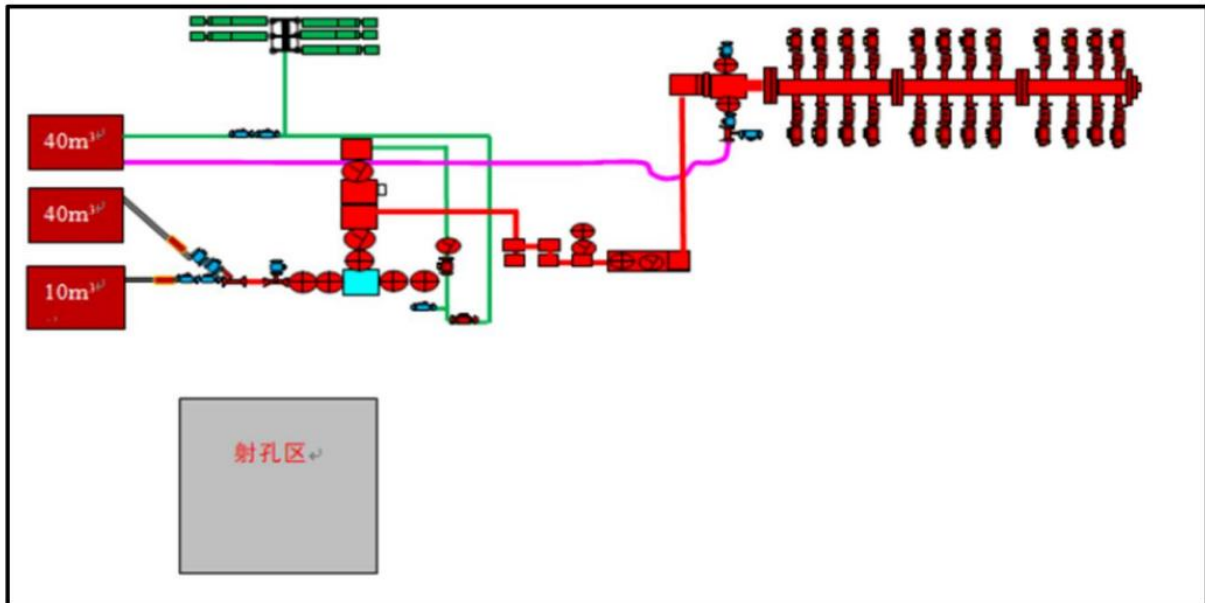
(8) 第 2 段主压裂：执行对应的压裂施工工序表。

(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。



备注：（1）40m³储液罐距离井口 25m 以外；（2）压裂放喷管线均采用 $\Phi 88.9\text{mm}$ 外加厚油管连接；（3）井口采用双地锚（基墩）加强固定

图 3.3.5-1 压裂地面流程示意图

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。

3.3.5.2 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。

本项目压裂液使用情况见下表。

表 3.3.5-1 本项目储层改造工程压裂液使用情况汇总一览表

区块	石英砂 (70-140 目) (m ³)	石英砂 (40-70 目) (m ³)	石英砂 (20-40 目) (m ³)	滑溜水 (m ³)	胍胶基液 (m ³)	交联剂 (m ³)	液态二氧化碳 (t)
单口井平均	740	2710	1478	28500	34900	196	875
182 口井合计	134680	493220	268996	5187000	6351800	35672	159250

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。

3.3.5.3 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 3.3.5-2 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	计量池	/	10m ³	个	2
2	压力表	/	各种量程	块	足够
3	密度计	YM-2	/	个	1
4	氯离子化验设备	/	/	套	1

5	放喷油嘴	/	2-12mm 等	个	各 2
6	压裂管汇	/	/	套	1
7	计量池	/	10m ³ +2m ³	个	4
8	计量罐	/	40m ³	个	3
9	三相分离器	/	/	个	1
10	数据采集仪	/	/	套	1
11	污水暂存罐	/	100m ³	个	1
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
特种车及配套设备					
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

注：为典型井场设备。

3.3.6 主要物料消耗

3.3.6.1 原辅材料消耗量

（1）钻井液

根据 182 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；三开平均单井水基钻井液设计用量 514m³、油基钻井液设计用量 595m³。本项目新钻油井 182 口，则水基钻井液总用量为 $156 \times 210 + 26 \times 514 = 46124\text{m}^3$ ，油基钻井液总用量为 $156 \times 747 + 26 \times 595 = 132002\text{m}^3$ ，二开、三开典型井钻井液设计用量见下

表。

表 3.3.6-1 (1) 典型二开单井钻井液材料用量设计

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

表 3.3.6-1 (2) 典型三开单井钻井液材料用量设计

开钻次序	一开	二开	三开
井筒容积/m ³	444.5	311.2	215.9
井段/m	0~202	202~2068	2068~4702
井筒容积/m ³	42	205	218
地面循环量/m ³	40	140	140

钻井液损耗量/m ³	7		75		237	
钻井液总量/m ³	94		420		595	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物		油包水	
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	材料名称	材料用量 t
	膨润土	5.0	膨润土	/	柴油	535.5(m ³)
	纯碱	0.4	纯碱	1.2	主乳化剂	23.8
	/	/	WDYZ-1	1.7	辅乳化剂	11.9
	/	/	HX-D	1.7	有机土	17.9
	/	/	JS-1	5.0	油包水降滤失剂	23.8
	/	/	JS-2	6.3	封堵剂I型	8.9
	/	/	NH4-HPAN-2	5.5	封堵剂II型	6.0
	/	/	SPNH	5.0	CaCl ₂	23.8
	/	/	HX-A	6.3	CaO	23.8
	/	/	KOH	0.4	润湿剂	3.0
	/	/	润滑剂	12.6	超细碳酸钙	17.9

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、Na₂CO₃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 182 口井全部需要射孔，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 100~120m³，本次射孔按最大使用量 120m³/口计，则射孔液用量 120×182=21840m³。射孔液在各井场现场配置。

(3) 压裂液

本项目新钻 182 口井全部需要进行压裂，平均单井压裂液使用量为 68524m³，压裂液合计用量 182×68524=12471368=12.47×10⁶m³；清水平均单井使用量为 34998m³，合计清水用量为 182×34998=6.37×10⁶m³。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。

本项目典型井压裂液用量情况见下表。

表 3.3.6-2 典型井储层改造工程单井压裂液原材料用量一览表

液体名称	编号	产品名称	单位	设计用料	备料单位
滑溜水 28500m ³	1	提高采收率用稠化剂	kg	97050	井下作业分公司
	2	提高采收率用表面活性剂甜菜碱类	kg	58700	井下作业分公司
基液 34900m ³	1	快速水合瓜胶	kg	122150	井下作业分公司
	2	碳酸钠	kg	34900	井下作业分公司
	3	碳酸氢钠	kg	6980	井下作业分公司
	4	消泡剂	kg	20940	井下作业分公司
	5	提高采收率用表面活性剂甜菜碱类	kg	69800	井下作业分公司
	6	破乳剂	kg	34900	井下作业分公司
	7	杀菌剂	kg	20940	井下作业分公司
	8	清水	m ³	34900	井下作业分公司
交联剂 195.5m ³	1	低浓度液交联	kg	97750	井下作业分公司
	2	清水	m ³	98	井下作业分公司
支撑剂 4928m ³	1	70/140 目石英砂	m ³	740	大庆钻探
	2	40/70 目石英砂	m ³	2710	大庆钻探
	3	20/40 目石英砂	m ³	1478	大庆钻探
现场准备	1	液体破胶剂（基液）	kg	41900	井下作业分公司
	2	液态二氧化碳	t	875	井下作业分公司

（4）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 814650m，经计算工程柴油消耗量为 16293t，平均单井柴油消耗量约 89.52t。项目各井场内均设置 1 座柴油罐，有效容积 40m³/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。

(5) 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 $182 \times 120 = 21840\text{t}$ 。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 $182 \times 35.06 = 6380.92\text{t}$ ，主要成分为分散剂、石英砂、膨胀剂、降失水剂。

(6) 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 50m^2 、平均每座井场需铺设面积约 600m^2 ，重量以 $500\text{g}/\text{m}^2$ 计，本项目共有 182 口井、80 座井场。因此，单井钻井平台区域需防渗布 $182 \times 50 \times 0.5 \div 1000 = 4.55\text{t}$ ，井场铺设需防渗布 $80 \times 600 \times 0.5 \div 1000 = 24\text{t}$ ，故共需使用废防渗布 $4.55 + 24 = 28.55\text{t}$ 。

3.3.6.2 主要原辅材料理化性

(1) 钻井液

钻井液分为水基钻井液和油基钻井液，水基钻井液现场调配，油基钻井液预制好拉运至现场，不在现场调配。

表 3.3.6-3 环保型水基钻井液设计

开钻 次序	井段 m~m	常规性能									流变参数				固相 含量 %	膨润土 含量 g/L
		密度 g/cm³	漏斗粘度 s	API 失水 mL	泥饼 mm	pH 值	含砂 %	摩阻 系数	静切力		塑性 粘度 mPa·s	动切力 Pa	n 值	k 值		
									初切 Pa	终切 Pa						
一开	0~211	1.10~1.25	45~70	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	

表 3.3.6-4 钾盐聚合物钻井液设计

开钻 次序	井段 m~m	常规性能									流变参数				固相 含量 %	膨润土 含量 g/L
		密度 g/cm³	漏斗粘 度 s	API 失水 mL	泥饼 mm	pH 值	含砂 %	摩阻 系数	静切力		塑性粘 度 mPa·s	动切力 Pa	n 值	k 值		
									初 切 Pa	终切 Pa						
二 开	211~300	1.10~1.30	35~65	≤5	≤1.0	8~9	≤1	≤0.15	1~3	3~10	15~40	5~15	0.45~0.75	0.20~0.60	≤13	40~80
	300~1840	1.10~1.30	35~65	≤4	≤1.0	8~9	≤1	≤0.10	1~3	3~10	15~40	5~15	0.45~0.75	0.20~0.60	≤13	40~80
	1840~2009	1.30~1.35	35~65	≤4	≤1.0	8~9	≤1	≤0.10	1~3	3~10	15~40	5~15	0.45~0.75	0.20~0.60	≤13	40~70
	2009~2189	1.44~1.49	35~65	≤4	≤1.0	8~9	≤1	≤0.10	1~3	3~10	15~40	5~15	0.45~0.75	0.20~0.60	≤18	40~70
	固井前	1.44~1.49	45~55	≤4	≤1.0	8~9	≤1	≤0.10	1~2	3~8	5~20	≤8	/	/	/	/

表 3.3.6-5 油包水钻井液设计

开钻 次序	井段 m~m	常规性能								流变参数						固相 含量 %
		密度 g/cm³	漏斗 粘度 s	油水比	泥饼 mm	碱度 ml	含砂 %	摩阻 系数	HTH P mL	静切力		塑性 粘度 mPa·s	动切 力 Pa	6 转 读数	破乳 电压 V	
										初切 Pa	终切 Pa					
三开	2189~2632	1.60~1.62	55~70	80:20~90:10	≤0.5	1.0~3.0	≤0.5	≤0.08	≤2.0	5~8	8~16	35~50	8~16	8~14	≥400	≤30.0
	2632~4862	1.60~1.62	55~70	80:20~90:10	≤0.5	1.0~3.0	≤0.5	≤0.08	≤2.0	5~8	10~25	35~50	8~16	8~14	≥600	≤30.0
	固井前	1.60~1.62	50~60	80:20~90:10	≤0.5	1.0~3.0	≤0.5	≤0.08	≤2.0	3~5	8~12	30~45	≤12	6~10	≥600	≤30.0

表 3.3.6-6 钻井液原辅材料理化性质

类型	名称	组分	理化性质
环保型水基钻井液体系	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀
	纯碱	Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用
	包被剂	聚丙烯酰胺	聚丙烯酰胺是一种水溶性的高分子材料，为白色粉末或细砂状，易溶于水，水溶液呈弱碱性。聚丙烯酰胺分子链上的酰胺基 ($-\text{CONH}_2$) 是吸附基团，能与颗粒表面的氧产生氢键吸附，在颗粒间架桥，形成絮凝团块，造成动力不稳定而沉降。非水解聚丙烯酰胺分子链上几乎都是吸附基团，对粘土颗粒和钻屑具有较强的吸附和絮凝作用，故表现出完全絮凝的性质。随聚丙烯酰胺相对分子质量增大，絮凝能力、提粘效应、堵漏和防漏效果都会提高
	降滤失剂	羧甲基纤维素	属阴离子型纤维素醚类，外观为白色或微黄色絮状纤维粉末或白色粉末，无臭无味，无毒；易溶于冷水或热水，形成具有一定粘度的透明溶液。溶液为中性或微碱性，不溶于乙醇、乙醚、异丙醇、丙酮等有机溶剂，可溶于含水 60% 的乙醇或丙酮溶液
	XC	生物聚合物	黄原菌类作用于碳水化合物生成的高分子链状多糖聚合物。为淡黄色粉末状；是盐水、饱和盐水钻井液的高效增粘剂，经过搅拌可完全溶于水中而形成粘稠的溶液。黄原胶溶液具有低浓度高粘度的特性（1% 水溶液的粘度相当于明胶的 100 倍），是一种高效的增稠剂
	降粘剂	有机聚合物	原油降粘剂通过降低油水界面张力，使地层中的稠油从油包水的乳化状态转变为以水为外相的乳化状态，使稠油黏度大幅度降低，采收率明显提高
钾盐共聚物钻井液体系	纯碱	Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用
	复合抑制剂 WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙反应得到	是以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温为 160°C ，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。
	HX-D	高分子聚合物	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性和抗钻屑污染能力，同时还具有防塌、防膨等作用。
	铵盐	双聚铵盐	双聚铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$)，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 ($\text{NH}_4\text{-HPAN}$) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有 $-\text{NH}_4$ 、 $-\text{NH}_2$ 、 $-\text{CN}$ 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能
	氢氧化钾	氢氧化钾	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，半数致死量（大鼠，经口）1230mg/kg，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K^+ 离子，

油包水钻井液体系			其在泥浆中全部电离，提供的 K^+ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐。
	重晶石粉	硫酸钡	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度 4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度。
	柴油	烃类物质	是石油提炼后的一种油质的产物。它由不同的碳氢化合物混合组成。它的主要成分是含 9 到 18 个碳原子的链烷、环烷或芳烃。它的化学和物理特性位于汽油和重油之间，沸点在 170°C 至 390°C 间，比重为 0.82~0.845kg/L。热值为 3.3×10^7 J/L，沸点范围和黏度介于煤油与润滑油之间的液态石油馏分。易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。是组分复杂的混合物
	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀
	封堵剂 II 型（纳米封堵剂）	无机纳米材料	纳米封堵剂颗粒微细均匀，浆液耐温，耐矿化度，流变性能好，封堵剂固化后微观结构致密，抗压强度高，封堵率达 99.9%
	(20%CaCl ₂) 水	CaCl ₂	5% 水溶液 pH 值为 4.5~9.2。1.7% 水溶液同血清等参。该品以碳酸钙和盐酸为原料制得，为镁中毒时的解毒剂。钙离子可与氟化物形成不溶性氟化钙，用于氟中毒解救
	CaO	CaO	氧化钙为碱性氧化物，对湿敏感。易从空气中吸收二氧化碳及水分。与水反应生成氢氧化钙（ $Ca(OH)_2$ ）并产生大量热，有腐蚀性。
	超细碳酸钙	CaCO ₃	碳酸钙是白色微细结晶粉末，无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系（无水碳酸钙为无色斜方晶体，六水碳酸钙为无色单斜晶体），呈柱状或菱形，密度为 2.93g/cm ³ 。熔点 1339°C（825-896.6°C 时已分解），10.7MPa 下熔点为 1289°C。难溶于醇，溶于氯化铵溶液，几乎不溶于水。

（2）射孔液

射孔液理化性质见下表。

表 3.3.6-7 射孔液理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质	毒理性质
1	NaCl	无色立方结晶或细小结晶粉末，味咸，无毒，易溶于水、甘油，微溶于乙醇（酒精）、液氨，不溶于浓盐酸。无化学毒性，但摄入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干净即可。不易燃	无毒性
2	KCl	是一种无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐	无毒性
3	黏土	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，因带有 $-NH_4$ 、 $-NH_2$ 、 $-CN$ 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能，无毒性。	无毒性

（3）压裂液

压裂液各成分理化性质见下表。

表 3.3.6-8 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质	毒理性质
1	胍胶	采用羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80°C-200°C，降低了压裂返排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	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
3	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
4	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270°C 时完全分解。	无毒性
5	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
6	低浓度交联剂	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，调整压裂返排液的粘度。	无毒性
7	液体破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	粘土稳定剂	属季胺类产品，能有效地吸附在粘土表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移而对油气层造成的伤害，具有适用范围广、长久有效、用法简单、用量少、抗酸液、盐液、碱液和油水的冲刷等特点。适用于活性水、射孔液、压裂液、钻井液及酸化液等入井工作液体。	无毒性
9	石英砂	是石英石经破碎加工而成的石英颗粒。石英石是一种非金属矿物质，是一种坚硬、耐磨、化学性能稳定的硅酸盐矿物。石英砂的颜色为乳白色或无色半透明状，莫氏硬度 7。石英砂是重要的工业矿物原料，非化学危险品，广泛用于玻璃、铸造、陶瓷及防火材料、冶炼硅铁、冶金熔剂、冶金、建筑、化工、塑料、橡胶、磨料，滤料等工业	无毒性

（4）水泥外加剂

水泥外加剂理化性质见下表。

表 3.3.6-9 水泥外加剂理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质	毒理性质
1	分散剂	分散剂类型为磺化聚合物，主要成分为磺化苯乙烯-马来酸酐共聚物（SSMA）和磺化丙酮-甲醛缩聚物（SAF）。油井固井过程中，使用超强水泥分散剂可以显著提高水泥浆的流动性，降低施工泵压，加快固井速度，从而节省成本并提高施工效率。其外观通常为褐色或黑色。	无毒性
2	石英砂	石英砂的主要成分是二氧化硅（ SiO_2 ），其含量通常在 90% 以上。此外，石英砂中还可能含有少量的铁氧化物（ Fe_2O_3 ）。石英砂不溶于酸（但微溶于 KOH 溶液），具有较高的耐火性能，熔点高达 1750°C。物理性质：石英砂的密度较大，机械强度高，具有较高的载污能力和较长的使用周期。其外观通常为白色或浅黄色。	无毒性
3	膨胀剂	水泥膨胀剂的主要成分包括铝粉、铁粉、明矾石、生石灰、氧化镁、蓝晶石等。这些成分在水泥中发生化学反应，产生体积膨胀，从而起到补偿收缩和张拉钢筋产生预应力的作用。具体来说，水泥膨胀剂通过与水泥中的碱性物质反应，生成钙矾石或氢氧化钙等结晶，导致混凝土体积膨胀，产生预应力，有助于控制混凝土收缩开裂此外，膨胀剂中还可能包含煤渣、石膏、石灰等成分。其外观通常为浅黄色或褐色。	无毒性

4	降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为 1.2~1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。	无毒性
---	------	--	-----

3.3.7 工程占地及土石方工程

3.3.7.1 工程占地

本项目占地主要为 182 口油井在钻井现场发生的临时占地、永久占地等。本项目井场四周占地类型耕地（永久基本农田）及其他草地，井场施工均在井场永久占地及临时占地范围内。

根据《QSYDQ0639-2015 大庆油田地面工程建设设计规定》，表 9，井场 30*40，丛式井 $[30+(井数-1) \times 10] \times 40$ ，永久占地计算如下：

$$28 \times 30 \times 40 + 18 \times [30 + (2-1) \times 10] \times 40 + 19 \times [30 + (3-1) \times 10] \times 40 + 14 \times [30 + (4-1) \times 10] \times 40 + 1 \times [30 + (5-1) \times 10] \times 40 = 136800 \text{m}^2 = 13.68 \text{hm}^2$$

根据《钻前工程及井场布置技术要求》表 1，ZJ70 钻机，单井占地 13200m²，丛式井增加一井增加单井 20%面积，临时占地计算如下：

$$28 \times 13200 + 18 \times 13200 \times (1+20\%) + 19 \times 13200 \times (1+20\% \times 2) + 14 \times 13200 \times (1+20\% \times 3) + 1 \times 13200 \times (1+20\% \times 4) - 136800 = 1188480 \text{m}^2 = 118.848 \text{hm}^2$$

本项目占地情况统计见下表。

表 3.3.7-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地			临时占地（不含永久占地）		
		面积		占地类型	面积		占地类型
1	182 口井井场	13.68	7.114	永久基本农田	118.848	60.613	永久基本农田
2			6.566	草地		58.235	草地
3		132.528					

3.3.7.2 土石方工程

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。井场挖方量总量为表土剥离 132.528×10000×0.3=397584m³，其中共 80 个井场放喷池挖方量为 80×30=2400m³，井场挖方量为 397584-2400=395184m³。表土剥离堆存位置为井场临时占地范围内，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。本项目约有 20%井场需要垫高 0.3m,因此产生借方量 $13.68 \times 10000 \times 0.3 \times 20\% = 8208\text{m}^3$, 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。项目土石方平衡见下表。

表 3.3.7-2 土石方平衡表 单位: m^3

项目	挖方量	填方量	弃方量	借方量 (外购)	备注
井场	395184	403392	0	8208	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。井场垫高需要土方建议采用处理达标后的泥饼、岩屑。
放喷池	2400	2400	0	0	
合计	397584	405792	0	8208	

3.3.7.3 表土剥离方案

本项目井场施工设计表土剥离, 剥离厚度为 30cm, 采用分层开挖, 分层堆放, 剥离的表土堆放在井场临时占地范围内; 井场表土剥离均堆放在井场设置的表土堆放区, 占地规格约为 $80\text{m} \times 20\text{m}$, 占地面积约 1600m^2 , 待施工结束后用于临时占地的恢复。表土剥离采取“开挖、填埋”同时进行的施工方式, 从而减少土方裸露时间。同时, 对于暂时不回填的堆土, 在表面设纱网或草棚覆盖, 减少水土流失, 并定期采取洒水抑尘措施; 表土临时堆放场采取排水、拦挡等临时防护, 严禁弃土、弃渣露天堆放; 待工程施工结束后原位分层回填, 并及时恢复地表植被。

3.3.8 公用工程

3.3.8.1 给、排水工程

(1) 给水

本项目施工期钻井工程用水、施工人员生活用水等均由罐车拉运。

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。大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站配套建设有长输管道, 用于油田与各增压分输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。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。

本项目配置水基钻井液用量约为 46124m^3 , 根据大庆油田历年钻井经验, 每钻进

1000m 平均产生钻井废水 20m^3 。本次钻井总进尺 814650m，钻井废水产生量为 $814.65 \times 20 = 16293\text{m}^3$ ，其余用水量在钻井过程中进入地层损耗；单井压裂液使用量为 68524m^3 ，压裂液合计用量 $68524 \times 182 = 12.47 \times 10^6\text{m}^3$ ，本项目所在区块压裂返排液占比平均值约为 10%，因此压裂返排液产生量为 $12.47 \times 10^6 \times 10\% = 12.47 \times 10^5\text{m}^3$ ，其余用水量在压裂过程中进入地层损耗。

(2) 排水

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。井场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。

3.3.8.2 供电工程

本项目施工期采用柴油机发电。

3.3.8.3 采暖工程

本项目施工期不供暖。

3.4 施工方式

3.4.1 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 30cm；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.4.2 表土剥离施工

按照《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）及《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》等规范，建设单位制定了表土剥离方案，剥离表土厚度为 30cm。

(1) 钻井施工前，进行表土剥离，采取分层平移表土剥离法。首先划定不同的剥离单元，设置施工彩旗将待剥离的永久基本农田区域与其它草地区域区分开。

(2) 剥离作业时采取土层抄平施工方式，单次、单层进行剥离，单层剥离厚度不

超过 30cm。

(3) 剥离的表土临时堆放在施工占地内，堆高不超过 3m，边坡比可按 1:0.75 设置，暂时不填埋的堆场周围设置围挡，并用防沙抑尘网苫盖，减少水土流失。定期洒水，防止土壤肥力降低。

(4) 表土临时堆放场采取排水、拦挡等临时防护，严禁弃土、弃渣露天堆放。

3.5 依托工程

3.5.1 废水处理可行性分析

本项目施工期压裂过程产生的压裂返排液，处理。压裂过程产生的废压裂液进入废压裂液回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由压裂返排液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理达标后再输送至大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理进一步处理。

大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站项目名称为“黑龙江省大庆市页岩油压裂返排液处理（杜蒙段）项目”，已于 2023 年 5 月取得环评批复，并于 2024 年 10 月完成了竣工环境保护验收。该站主要情况如下：

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≤20mg/L，悬浮固体含量≤20mg/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 15000m³/d。根据建设单位和大庆风瀚环保科技有限公司签订的废水接收处理服务协议（见附件 11），大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理目前处理量 11000m³/d，运行负荷为 73.3%，运行情况良好。本项目施工期压裂返排液产生量为 12.47×10⁵m³，压裂施工期约为 16 个月，平均每天需外运处置量为 2598m³/d，接收本项目压裂返排液后，该站运行负荷为 90.65%，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。

该站内配套建设有 1 座 50400m³ 调节池，用于压裂返排液来液的临时储存和水量、水质调节；配套建设有 5 座净化水池，总容积 60 万 m³，用于处理后尾水的临时储存。

完全有能力接收并处理本项目产生的压裂返排液。

本项目施工期压裂返排液产生量为 124.7 万 m^3 。根据项目所在区域开发计划，项目所在区域后期开发过程中，平均每年新钻油井超过 100 口，单井配置压裂液用水量约为 3.49 万 m^3 ，按 100 口新井计算则配置压裂液需用水用量为 349 万 m^3/a 。因此，本项目废水可全部回用于后续工程配制压裂液。

大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站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。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。

因此，本项目压裂返排液依托大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理进行处理并全部回用措施可行。

3.5.2 固体废物处理可行性分析

3.5.2.1 废弃水基泥浆、岩屑处理可行性分析

本项目施工期产生的钻井泥浆、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）主要工艺流程为：将井场现场排出的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑等排入水基泥浆槽运至该处置场，泵入接浆罐。通过振动筛供浆泵输送至双层高频脱水筛进行分类处理，固体排出至渣土收集场，液相回收至存储罐。离心机仓的液相经螺杆泵输送至均质罐内，通过加药装置进行加药絮凝，将压滤罐内的液相通过保压泵输送至上料罐，进行压滤机进行压干处理，干泥饼排出至渣土收集场，液相经管道输送至储水罐。清水罐内清水通过液下渣浆泵回用至加药装置，可通过砂泵输送至清水罐车。该站工艺流程见下图。

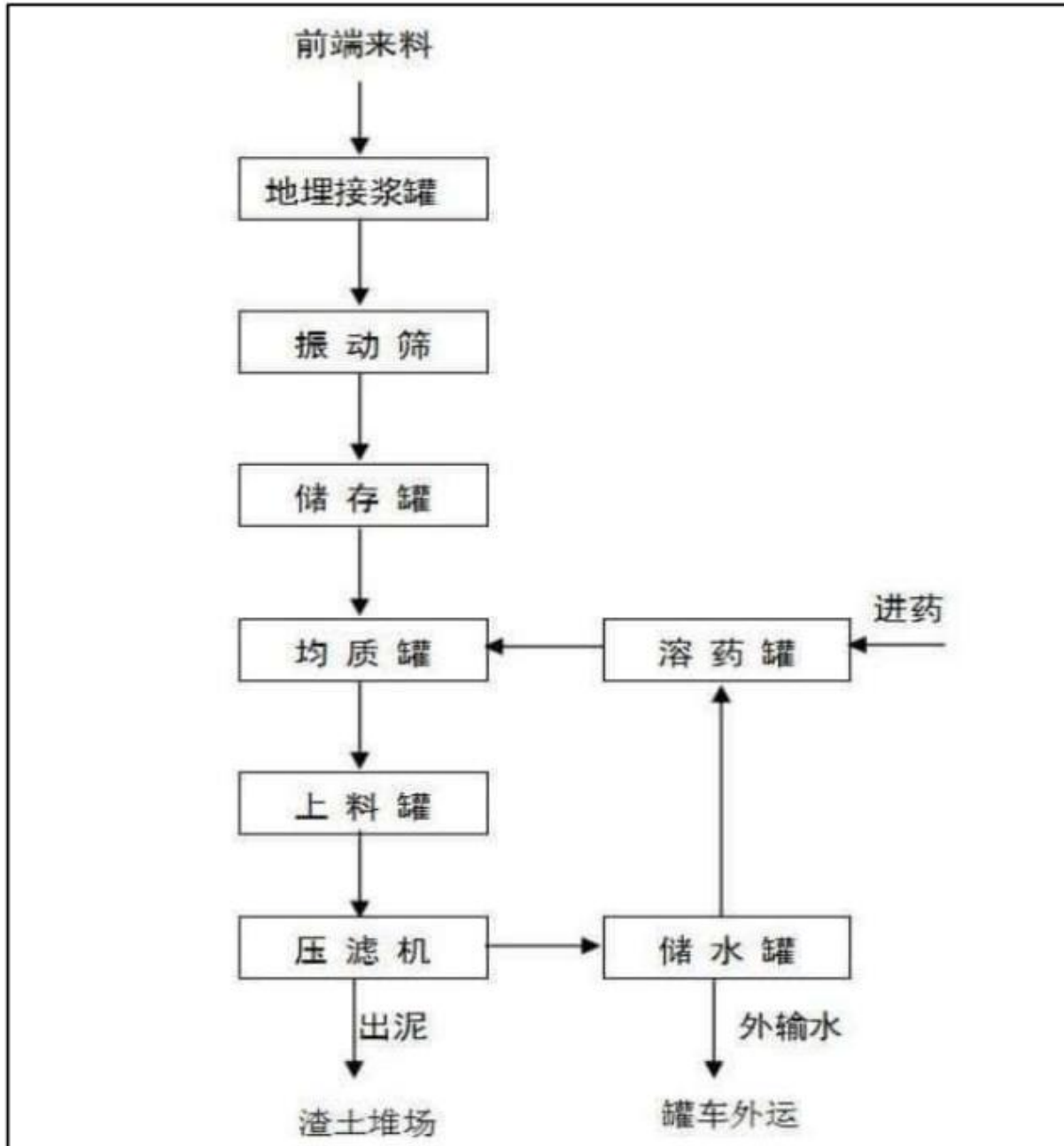


图 3.5.2-1 大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）工艺流程图

大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司于 2020 年 1 月 21 日取得《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理建设项目环境影响报告表》环评批复（杜环建字〔2020〕7 号），于 2020 年 7 月 4 日通过自主验收；于 2021 年进行改扩建，建设单位由“大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司”变更为“大庆洁宇环保科技有限公司”，项目名称为“大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）”，于 2021 年 12 月 13 日取得环评批复（杜环建字〔2021〕17 号），并于 2022 年 6 月 10

日通过自主验收。

根据《关于大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目环境影响报告表的批复》（杜环建字〔2021〕17号），一般工业固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），即大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）经固液分离后排放的固体（泥饼）执行国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的第I类标准，泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），泥饼处理达标后用于修井间道路、铺垫井场等。大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）产生的泥浆压滤废水用罐车运至龙一联污水处理站和采油九厂四号处理站处理，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）中的限值：“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。根据竣工环境验收监测报告，验收监测期间，固体废物浸出液（泥饼和岩屑）pH、石油类、悬浮物、化学需氧量、总铬、六价铬、全盐量、砷、铅、含水量各项监测指标均能够满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。

同时，本次评价引用大庆石油管理局环境监测中心站于2021年12月7日对大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理后的泥饼（浸出液）的监测结果，见下表。

表 3.5.2-1 处理后的泥饼（浸出液）检测结果

样品描述	监测项目	监测地点			控制指标
		南 250-斜 210	南 260-斜 198	南 262-斜 200	
泥饼 （浸出液）	pH 值（无量纲）	8.17	8.18	8.21	6~9
	CODCr（mg/L）	27	31	30	≤ 100
	总铬（mg/L）	<0.004	<0.004	<0.004	≤ 1.5
	铬（六价）（mg/L）	<0.004	<0.004	<0.004	≤ 0.5
	石油类（mg/L）	<0.06	<0.06	<0.06	≤ 5

根据上表可知，大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）经固液分离后排放的固体（泥饼）满足国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的第I类标准，泥饼浸出液中任何一种特征污染物浓度满足《污水综合排放标准》

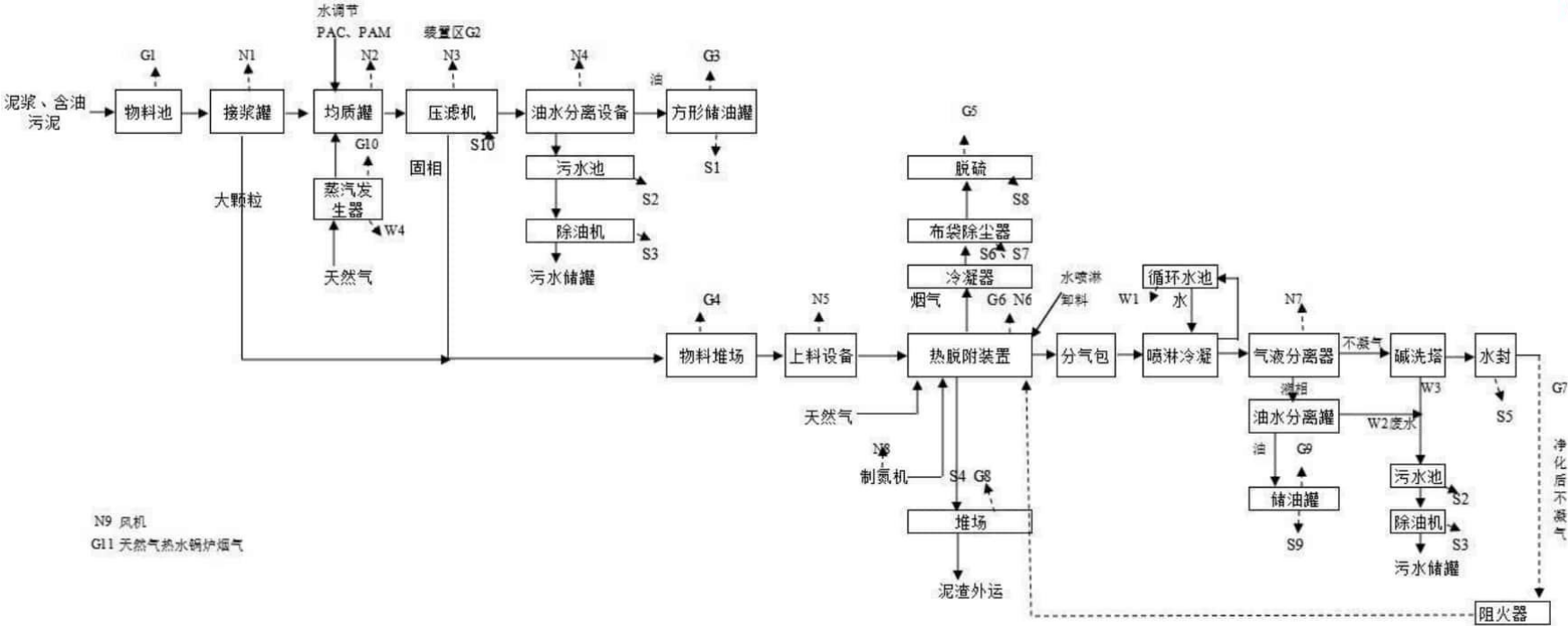
（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），泥饼处理达标后用于修井间道路、铺垫井场等。

大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）设计处理能力 1500m³/d。根据采油九厂提供的生产运行情况，该站目前平均处理量约为 719.5m³/d，运行负荷为 48.8%，运行情况良好。本项目共新钻 182 口油井，单产生废弃水基钻井泥浆为 1830.8m³，产生水基钻井岩屑为 8887.08m³ 均送入该站处置，合计为 10717.88m³，平均每口井为 58.89m³。通过调度每天运输 2 口井固废，故进入该站的泥浆为 117.78m³/d，低于大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）的剩余处置能力。本项目投用后该站负荷率为 55.82%，处理能力满足本项目要求，且井场均设置有泥浆和岩屑储存设施，可根据处理站的实际处理情况动态调整运输情况。

3.5.2.2 废弃油基泥浆、岩屑等处理可行性分析

本项目 182 口井钻井阶段产生的废弃油基钻井废水（HW08）、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）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。

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



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已于 2024 年 12 月 27 日办理了危险废物经营许可证，有效期至 2029 年 12 月 26 日。本项目施工期产生的各类废矿物油与含矿物油废物（HW08）拟全部依托该站进行处理。根据危险废物经营许可证，该站危险废物核准经营类别见下表。

表 3.5.2-2 废弃泥浆无害化处理油基泥浆站危险废物经营类别情况表

法人名称	核准经营方式	核准经营规模	核准经营类别	拟接收本项目危险废物
黑龙江迈景环保科技有限公司	收集、贮存、利用	270000 吨/年	HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08）	施工期：废射孔液（071-002-08）、废弃油基钻井废水和钻井泥浆（071-002-08）、油基钻井岩屑（071-002-08）、落地油和含油污泥（071-001-08）

由上表可知，本项目产生的废射孔液、废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基钻井岩屑、落地油、含油污泥均在废弃泥浆无害化处理油基泥浆站危险废物经营类别范围内。该站设计处理能力 270000t/a，根据黑龙江迈景环保科技有限公司提供的生产运行情况，该站目前处理量 90000t/a，运行负荷为 33.3%，运行情况良好。本项目施工期产生废射孔液 6552m³（密度按照 1.1g/cm³ 计算，约 7207.2t）、废弃油基钻井泥浆为 3742.79t、油基钻井岩屑产生量为 29860.656t、落地油和含油污泥 3.64t，合计为 40814.286t，施工期为 16 个月，接收本项目施工期危险废物后，该站运行负荷为 44.67%，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，可以满足本项目废射孔液、废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基钻井岩屑等临时贮存需要。

综上所述，本项目废弃油基泥浆、岩屑等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可行。

3.5.2.3 危险废物储存可行性分析

本项目产生的危险废物（包括施工期产生的含油废防渗布、废润滑油及其包装桶、KOH 和过硫酸钾包装袋）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。本项目施工期间产生的危险废物拉运至该站进行暂存，根据储存量委托资质单位处理，可满足本项目需要。

3.5.2.4 一般工业固体废物处理可行性分析

施工期产生的非含油废防渗布、一般废包装袋均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，年处理能力 581.2m³，目前实际容纳约 5300m³，剩余能力为 6324m³，本项目施工期产生的一般废包装袋、非含油废防渗布合计为 23.0655t，天然气分公司工业固废填埋场剩余处理能力满足本项目需求。

3.5.3 依托工程环评验收手续

项目依托工程环评批复及环保验收情况见下表。

表 3.5.3-1 区块内依托工程环评及验收情况表

类型	本项目依托设施	项目名称		环评批复	验收情况
废 水 处 理	大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理	黑龙江省大庆市页岩油压裂返排液处理（杉蒙段）项目		庆环审（2023）59 号	2024 年 10 月完成企业自主验收
固 体 废 物 处 理	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）	改扩建前	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目	杜环建字（2020）7 号	2020 年 7 月完成企业自主验收
		改扩建后	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目	杜环建字（2021）17 号	2022 年 3 月完成企业自主验收
	黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站	废弃泥浆无害化处理油基泥浆站项目		庆环审（2020）21 号	2022 年 11 月完成企业自主验收
		废弃泥浆无害化处理油基泥浆站改扩建项目		庆环审（2023）125 号	已建成，正在验收
		废弃泥浆无害化处理油基泥浆站二次改扩建项目		庆环审（2024）102 号	已建成，正在验收
	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
--	---------------	-----------------	-----------------	--------------------

3.6 建设项目工程分析

3.6.1 施工期工艺流程及产污环节

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。

3.6.1.1 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。

3.6.1.2 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、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋、生活垃圾等。

3.6.1.3 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 182 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火炬燃烧。

钻井及储层改造工程流程及产污环节见下图。

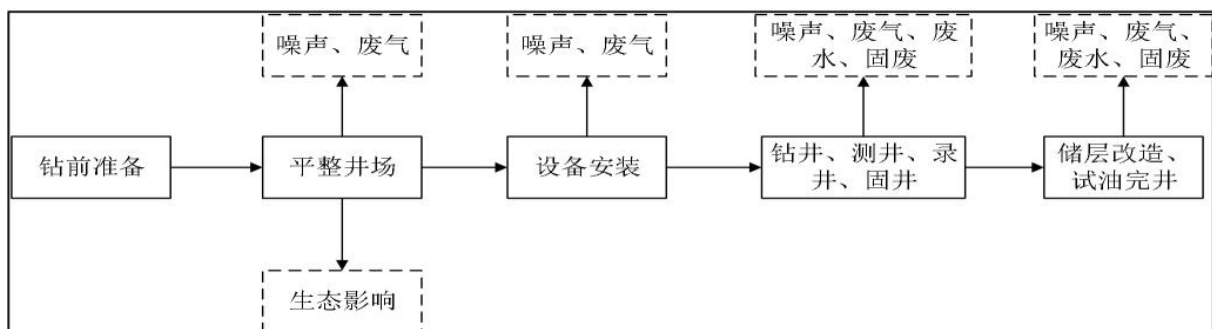


图 3.6.1-1 施工期产污环节示意图

3.6.1.4 产污环节分析

(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。

施工扬尘（G1-1）主要产生于井场施工、道路施工以及施工机械及运输车辆往来；施工机械及车辆废气（G1-2）主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机排放的废气（G1-3）钻井柴油发动机废气；试油放空以及应急放喷废气（G1-4）主要为试油阶段伴生气燃烧产生的废气和紧急状态下放喷产生的废气。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液和施工人员生活污水。钻井废水（W1-1）主要来自钻井过程中钻井泥浆固液分离后液相废水以及冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水；压裂返排液（W1-2）是钻井完成后，压裂作业过程产生的返排液；施工人员生活污水（W1-3）为施工现场人员的生活污水。

（3）噪声

施工噪声（N1-1）为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

（4）固废

施工期产生的固体废物主要有钻井固废（油基钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆、废射孔液）、落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋和生活垃圾等。

钻井固废（含钻井岩屑、废弃泥浆、废射孔液）（S1-1）主要为钻井过程中产生的水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、废弃水基钻井泥浆、废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、废射孔液；落地油、含油污泥（S1-2）主要产生于试油等井下作业过程中，会有少量原油散落井场；其他固废（S1-3）主要是产生于钻井、压裂、试油等作业过程中，主要有废防渗布（含油废防渗布为危险废物，非含油废防渗布为一般工业固体废物）、钻井添加剂的外包装袋（其中 KOH 和过硫酸钾包装袋为危险废物）、钻机等设备更换的废润滑油及其包装桶；施工人员生活垃圾（S1-4）主要是施工现场人员产生的生活垃圾。

施工期主要工艺流程及产污环节见图 3.6.1-2，主要产污环节分析见表 3.6.1-1。

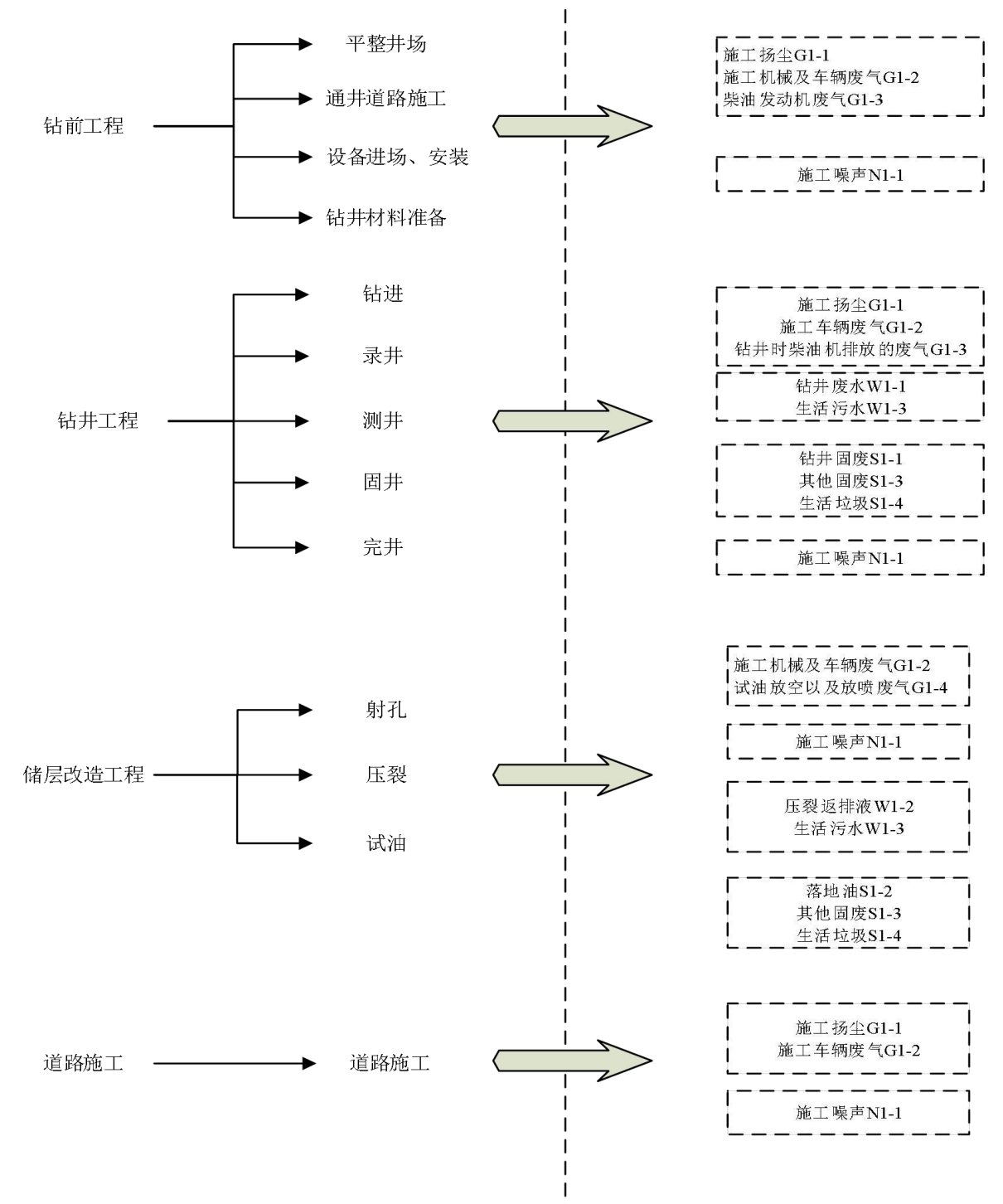


图 3.6.1-2 施工期主要工艺流程及产污环节示意图

表 3.6.1-1 项目施工期主要产污环节分析一览表

工程 内容	污染物				温室气体
	废气	废水	固体废物	噪声	
钻前	施工扬尘（G1-1）、 施工车辆废气(G1-2)	/	/	施工噪声（N1-1）	/

钻井	施工扬尘 (G1-1) ; 施工车辆废气 (G1-2) ; 钻井时柴油机排放的 废气 (G1-3)	钻井废水 (W1-1) ; 生活污水 (W1-3)	钻井固废 (S1-1) ; 废防 渗布、废润滑油、废润滑 油桶及其包装桶、废包装 袋 (S1-3) ; 生活垃圾 (S1-4)	施工噪声 (N1-1)	/
储层 改造 工程	施工车辆废气 (G1-2) ; 试油放空 以及应急放喷废气 (G1-4)	压裂返排液 (W1-2) ; 生活污水 (W1-3)	落地油、含油污泥 (S1-2) ; 废防渗布、废 润滑油及其包装桶、废包 装袋 (S1-3) ; 生活垃圾 (S1-4)	施工噪声 (N1-1)	火炬燃烧 (G1-4: CO ₂ 、 CH ₄)
地面 施工	施工扬尘 (G1-1) ; 施工车辆废气 (G1-2)	/	/	施工噪声 (N1-1)	/

3.6.2 生态影响因素分析

工程建设对生态的影响主要在施工期，施工内容主要为井场和道路建设，其不利影响主要表现为：场地平整、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。

施工过程对环境的影响主要来自施工场地清理、井场土地平整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。井场土地平整会占用耕地或草地，改变土地利用类型。

(1) 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。

(2) 对土地利用现状的影响

本项目施工期仅井场为永久占地，永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能。井场施工占地为临时占地，施工结束后采取恢复原始地貌的措施，由于所处区域生态环境较好，植被较丰富，恢复速度较快，故临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但可以得到生态恢复。

(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。

(4) 对动物的影响

施工过程对动物的影响主要来自施工场地清理、井场土地平整等施工活动。由于本

项目施工的特性，可能会短暂分割或扰乱野生动物的栖息地、活动区域等；施工过程中所使用的机械设备等会产生不同程度的噪声，对野生动物造成惊扰等。由于在该项目区内所开展的施工活动具有一定的短暂性、分段性，故其对陆生生物的影响是可控的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

（5）对生态系统完整性和生物多样性的影响

本项目施工期为 2026 年 12 月至 2028 年 3 月，施工时间为 16 个月，多为分段施工，且本项目所处地区多为耕地生态环境，占用土地多为耕地和草地，恢复较快，野生动物较少。由于在本项目区内所开展的施工活动具有一定的短暂性、分段性，故其对生态系统完整性和生物多样性的影响是可控的。

（6）水土流失

井场、道路施工扰动，将使井场、道路及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。评价区位于松嫩冲积平原中部，存在较为严重的水土流失。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

（7）破坏景观

工程建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。工程建设仅对景观格局和功能产生临时性的影响，采取相应的生态保护措施后，对环境影响可以得到有效的缓减。

3.6.3 污染源强核算

3.6.3.1 大气污染源及污染物分析

（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。

1) 施工扬尘

本项目基础开挖、道路施工和地面平整过程中，将有少量施工扬尘产生。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。根据以往施工经验可知施工时产生的场界扬尘约为 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ ，施工期间主要采取加强

管理、控制作业面积，在运输和堆置过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物，对进出的运输道路进行洒水抑尘，施工场地设置围护，大风天停止作业等措施，通过采取以上措施，产生的扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。

2) 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 、 $\text{NO}_x 0.034\text{kg}$ 。项目钻井工程建设工作持续时长约 480d，预计整个施工过程可排放烃类物质为 $100 \times 0.025 \times 480 \div 1000 = 1.2\text{t}$ 、 NO_x 为 $100 \times 0.034 \times 480 \div 1000 = 1.632\text{t}$ 。

3) 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 814650m，经计算本项目钻井过程中柴油总消耗量为 $814.65 \times 20 = 16293\text{t}$ 。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 12m^3 计，则烟气量为 $16293 \times 1000 \times 12 \div 10000 = 19551.6$ 万 m^3 ，主要污染物为 SO_2 、 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： $\text{SO}_2 4\text{g}/\text{L}$ 、 $\text{NO}_x 2.56\text{g}/\text{L}$ 、颗粒物 $0.7146\text{g}/\text{L}$ 。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。柴油发电机污染物排放情况如下。

表 3.6.3-1 柴油机燃烧废气污染物产生一览表

序号	柴油 (t)	柴油体积 (L)	污染物指标	产污系数		产生量 (t)	产生浓度 (mg/m^3)	标准限值 (mg/m^3)
				单位	产污系数			
1	16293	1.893×10^7	废气量	m^3/kg 柴油	12	19114.8 万 m^3	/	/
2			SO_2	g/L 柴油	4	75.72	396.13	700
3			NO_x	g/L 柴油	2.56	48.46	253.53	420
4			烟尘	g/L 柴油	0.7146	13.53	70.77	150

4) 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。

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，采出液直接装入罐车，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 182 口井的放空气量为 $6065 \times 3 \times 182 = 3.31 \times 10^6\text{m}^3$ 。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火炬燃烧后有组织排放，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。

（2）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 CO_2 和 CH_4 两种温室气体”。本次评价重点核算 CO_2 和 CH_4 两种温室气体。

施工期产生的温室气体主要为试油火炬燃烧产生的 CO_2 和 CH_4 ，采用指南中规定的核算方案进行核算。

表 3.6.3-2 天然气组成分析表

名称	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	二氧化碳	氮气
占比（%）	64.88	14.61	6.51	0.92	1.9	0.45	0.66	0.24	6.8	2.99
碳原子数量	1	2	3	4	4	5	5	6	1	0

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 CH_4 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 CO_2 及 CH_4 排

放。

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

$E_{CO_2_火炬}$ 火炬燃烧产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_正常火炬}$ 为正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2_事故火炬}$ 为由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ，本项目不考虑事故火炬；

$E_{CH_4_正常火炬}$ 为正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{CH_4_事故火炬}$ 为事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 。

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 Nm^3 ，本项目单井最大放空气量为 $6050m^3/d$ ，试油排气时间平均为 3d，合计 182 口井的放空气量为 331.149 万 m^3 ；

$CC_{非CO_2}$ 为火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；本项目为 7.066 吨碳/万 Nm^3 ；

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_{CO_2} 为火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1，如火炬气中 CO_2 的体积浓度为 2%，则 V_{CO_2} 取 0.02；本项目取 0.068；

V_{CH_4} 为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

44/12 为碳与二氧化碳转换系数；

19.7 为 CO_2 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm^3 ；

7.17 为 CH_4 气体在标准状况下的密度，单位为吨/万 Nm^3 。

经过计算可知， $E_{CO_2_正常火炬} = 331.149 \times (7.066 \times 0.98 \times 44 \div 12 + 0.068 \times 19.7) = 8851.64$ 吨， $E_{CH_4_正常火炬} = 331.149 \times 64.88\% \times (1 - 0.98) \times 7.17 = 30.81$ 吨， $E_{GHG_火炬} = 8851.64 + 30.81 \times 28 = 9714.3$

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；

C_{Nn} 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 7.066 吨碳/万 Nm³。

3.6.3.2 水污染源及污染物分析

（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，本项目钻井总进尺共计 814650m，本项目钻井废水产生量为 16293m³。

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 182 口新钻井需进行压裂，共计产生压裂返排液最大为 12.47×10⁵m³，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大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理。

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。

表 3.6.3-3（1） 大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理进水水质监测结果表

序号	检测项目	检测结果					单位
	样品名称	GY ₂ -Q ₁ -H ₃	古页 10HC	GY ₂ -Q ₃ -H ₂	GY ₂ -Q ₃ -H ₃	古页 1003H-Q ₂	
1	色度	300	300	100	300	200	倍
2	悬浮物	340	268	424	572	62	mg/L
3	化学需氧量	2.60×10 ³	1.57×10 ³	4.99×10 ³	1.88×10 ³	1.36×10 ³	mg/L
4	总氮	23.6	23.3	19.8	27.6	18.3	mg/L
5	总磷	0.07	0.2	0.17	0.41	0.18	mg/L
6	氨氮	17.6	18.4	18.2	20.8	12.6	mg/L
7	阴离子表面活性剂	0.569	0.473	0.2	0.566	3.48	mg/L
8	石油类	125	77.6	61.2	131	45.2	mg/L
9	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	mg/L
10	镉	0.0001L	0.0016	0.0001L	0.0001L	0.0001L	mg/L
11	铬	0.17	0.03L	0.05	0.08	0.03L	mg/L
12	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	mg/L
13	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
14	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L

15	挥发酚	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
16	镍	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
17	铁	18.4	2.08	5.34	3.36	0.44	mg/L
18	锰	0.14	0.04	0.04	0.01L	0.01L	mg/L
19	铜	0.07	0.001L	0.009	0.001L	0.014	mg/L
20	锌	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
21	氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	mg/L
22	氟化物	9.24	10.6	11.8	2.56	12	mg/L
23	氯化物	572	452	1.31×10 ³	94.4	3.58×10 ³	mg/L
24	镁	19.8	11.6	30	31.4	25.7	mg/L
25	钙	123	98.9	99	102	75.8	mg/L

表 3.6.3-3（2） 大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理原有一级处理尾水水质监测
结果表

序号	项目	单位	一级处理尾水	
			监测时间 2024.09.11	监测时间 2024.09.12
1	总磷	mg/L	0.15	0.18
2	总氮	mg/L	25.4	25.1
3	pH 值	无量纲	7.8	7.6
4	悬浮物	mg/L	18	19
5	化学需氧量	mg/L	1.59×10 ³	1.30×10 ³
6	氨氮	mg/L	12.4	14.8
7	硫化物	mg/L	0.01L	0.01L
8	五日生化需氧量	mg/L	656	576
9	石油类	mg/L	0.40	0.37
10	挥发酚	mg/L	0.01L	0.01L
11	总有机碳	mg/L	4.62	4.80
12	阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L
13	磷酸盐	mg/L	0.025L	0.031

14	总汞	mg/L	0.00004L	0.00004L
15	烷基汞（甲基汞）	ng/L	10L	10L
16	烷基汞（乙基汞）	ng/L	20L	20L
17	总镉	mg/L	0.0001L	0.0001L
18	总铬	mg/L	0.03L	0.03L
19	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L
20	总砷	mg/L	0.0003L	0.0003L
21	总铅	mg/L	0.001L	0.001L
22	总镍	mg/L	0.05L	0.05L
23	全盐量	mg/L	5.52×10^3	5.53×10^3

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）生活污水

根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人80L/d，钻井施工期单井施工作业时间平均约90d，施工人数20人，施工生活用水量为1.6m³/d，单井施工生活用水总量为144m³。生活污水按用水量的80%计算，则本项目182口井钻井工程生活污水量为20966.4m³。生活污水主要污染物为COD、BOD₅、氨氮、SS等，各污染物浓度COD为300mg/l，BOD₅为170mg/l、氨氮为25mg/l、SS为250mg/l。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处理有限公司南区污水处理厂进行处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见下表。

表 3.6.3-4 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量(m ³)	主要污染物	排放量(m ³)	去向及措施
----	-------	----------------------	-------	----------------------	-------

1	水基钻井废水	16293	SS、石油类	0	水基钻井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
2	压裂返排液	1247136.8	SS、石油类	0	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进行处理，处理后出水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDO0639-2015)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
3	生活污水	20966.4	COD、NH ₃ -N、SS	0	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

3.6.3.3 噪声污染源及污染物分析

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。本项目施工期噪声源详见下表。

表 3.6.3-5 工业企业施工期噪声源强调查清单

阶段	声源设备		型号	空间相对位置			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z	声压级/ 距声源距离 5m		
施工期	钻前准备 （测点距施工机械距离 5m）	挖掘机	/	/	/	2	90	/	钻前准备工段、间歇
		推土机	/	/	/	2	88	/	
		电焊机	/	20	-40	1	96	/	
		发电机	/	0	-6	1	102	设备基础减振	
		切割机	/	18	-30	1	99	/	
	钻井施工过程	钻机	ZJ-70DB4500	-21	90	1.5	100	低噪声设备、基础减振等	钻井施工过程，连续、稳定、昼夜运行
		风机 1	/	-16	91	1.5	92	隔声、基础减振等	
		风机 2	/	-22	89	1.5	92		
		钻井泵 1	F-1600	9	98	1.5	95	低噪声设备、基础减振等	
		钻井泵 2	F-1600	-14	97	1.5	95		
		钻井泵 3	F-1600	-30	93	1.5	95		
		柴油机 1	CAT3512B/SR4 B	-4	103	1.5	102		

	柴油机 2	CAT3512B/SR4 B	-4	96	1.5	102	隔声、基础减振等
	柴油机 3	CAT3512B/SR4 B	-16	95	1.5	102	
	柴油机 4	CAT3512B/SR4 B	-18	89	1.5	102	
	发电机 1	SR4	-14	90	1.5	102	
	发电机 2	SR4	-15	90	1.5	102	
	发电机 3	SR4	-25	88	1.5	102	
	发电机 4	SR4	-19	89	1.5	102	
	发电机 5	G2752	-17	92	1.5	102	
	发电机 6	G2752	-25	80	1.5	102	
	发电机 7	沃尔沃	-15	93	1.5	102	
	搅拌器	/	-34	83	1.5	90	低噪声设备、基础减振等
	振动筛 1	ATL-1000 高直	-47	53	1.5	88	低噪声设备、基础减振等
	振动筛 2	ATL-1000 高直	-50	59	1.5	88	
	振动筛 3	ATL-1000 高直	-58	53	1.5	88	
	振动筛 4	ATL-1000 高直	-39	45	1.5	88	
	除砂除泥一体机	FLC2000-4P	-8	49	1.5	88	低噪声设备、基础减振等
	离心机 1	LW-500×125-4N	-18	95	1.5	88	低噪声设备、基础减振等
	离心机 2	SWACO-518	-16	93	1.5	88	
压裂	压裂车 1	/	-6	56	1.5	75	低噪声设备、基础减振等
	压裂车 2	/	-27	80	1.5	75	
	压裂车 3	/	-3	100	1.5	75	
	压裂车 4	/	-40	84	1.5	75	
	压裂车 5	/	-20	98	1.5	75	
	压裂车 6	/	-24	91	1.5	75	
	压裂车 7	/	-40	87	1.5	75	
	压裂车 8	/	4	109	1.5	75	
	压裂车 9	/	-29	95	1.5	75	
	压裂车 10	/	4	84	1.5	75	

压裂工段，连续、稳定、昼夜运行

	压裂车 11	/	-31	82	1.5	75		
	压裂车 12	/	-13	92	1.5	75		
	压裂车 13	/	-34	90	1.5	75		
	压裂车 14	/	6	93	1.5	75		
	混砂车 1	/	4	91	1.5	90		
	混砂车 2	/	-40	89	1.5	90		
	试油	火炬	/	0	-150	2	90	
								试油工段, 间歇

3.6.3.4 固体废物污染源及污染物分析

施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的废弃油基钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋以及施工人员产生的生活垃圾。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

(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 3.3.6-1 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。三开单井水基钻井液使用量为 514m³，损耗量为 82m³，废弃量为 432m³；油基钻井液使用量为 595m³，损耗量为 237m³，废弃量为 358m³。本项目计划新钻油井共计 182 口，其中二开井身结构 156 口，三开井身结构 26 口。本项目钻井液用量及废弃量情况计算见下表。

表 3.6.3-6 施工期钻井泥浆产生情况一览表 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
	单井损耗量	43	380
	单井废弃量	167	367
	井数	152	152
	废弃总量	25384	55784
三开	单井用量	514	595
	单井损耗量	82	237
	单井废弃量	432	358
	井数	26	26
	废弃总量	11232	9308
合计废弃总量		36616	65092

由上表计算结果可知，则钻井泥浆废弃总量约为 101708m^3 ，其中水基钻井泥浆产生总量为 36616m^3 ，油基钻井废水、油基钻井泥浆产生总量为 65092m^3 。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，则本项目废弃水基钻井泥浆产生量约 1830.8m^3 ，废弃油基钻井泥浆产生量约 3254.6m^3 ，废弃钻井泥浆产生总量约 5085.4m^3 ，合计 5848.21t （泥浆密度为 $1.15\text{t}/\text{m}^3$ ），其中废弃水基钻井泥浆 2105.42t ，废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆 3742.79t 。

（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 24m^3 ，本次钻井水基泥浆钻进进尺 370295m，油基泥浆钻进进尺 444355m，则可计算出水基钻井岩屑的产生总量约 8887.08m^3 ，岩屑密度为 $2.8\text{t}/\text{m}^3$ ，则水基钻井岩屑产生量为 24883.824t 。油基岩屑的产生总量约 10664.52m^3 ，岩屑密度为 $2.8\text{t}/\text{m}^3$ ，则油基钻井岩屑产生量为 29860.656t 。

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 182 口井全部需要射孔，射孔作业过程中产生废射孔液。通过大庆油田多年钻井统计数据，单井废射孔液最大产生量约 36m^3 ，本项目 182 口井共计产生废射孔液 6552m^3 。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、含油污泥

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、含油污泥，属于危险废物，估算每口油井作业过程中产生的落地油、含油污泥约 0.02t ，本项目新建油井 182 口，共产生落地油、含油污泥 3.64t 。落地油、含油污泥属于危险废物，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、含油污泥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，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 50m^2 ，重量以 $500\text{g}/\text{m}^2$ 计，废弃防渗布平均单井产量 0.025t ，本项目新钻 182 口井，故共产生废防渗布 4.55t ，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，废弃防渗布平均单井场产量 0.3t，本项目共有井场 80 座，故共产生非含油废防渗布 24t，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。

（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 5.46t，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

KOH 和过硫酸钾废包装袋产生量约为 0.01t/单井，本项目共 182 口井 KOH 和过硫酸钾包装袋产生量为 1.82t，属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，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。

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 182 口油井，故膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装产生量约为 0.273t。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）生活垃圾

本项目钻井施工期单井钻井施工和试油作业 90d，每个钻井队在井人数 20 人，钻井队同时施工。根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，井场施工期产生的生活垃圾为 163.8t。施工期生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

本项目施工期固体废物产生情况及处理措施汇总见下表。

表 3.6.3-7 施工期固体废物产生情况及处理措施一览表

序号	名称	废物类型	危险废物类别	危险废物代码/一般固体废物代码	产生量 (t)	处置去向
1	废弃水基钻井泥浆	一般工业固体废物	/	071-001-S12	2105.42	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
2	水基钻井岩屑		/	071-001-S12	24883.824	

						理
3	废射孔液	危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	6552m 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
4	废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆				3742.79	
5	油基钻井岩屑				29860.656	
6	落地油、含油污泥		HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	3.64	
7	含油废防渗布	危险废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	4.55	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
8	废润滑油及其包装桶		HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	5.46	
9	KOH 和过硫酸钾包装袋		HW49 其他废物	900-041-49	1.82	
10	非含油废防渗布	一般工业固体废物	/	900-099-S59	24	统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置
11	一般废包装袋	一般工业固体废物	/	900-099-S59	0.273	
12	生活垃圾	/	/	/	163.8	统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

3.6.4 污染源及污染物汇总核算

3.6.4.1 污染物排放情况汇总

本项目污染物排放汇总见下表。

表 3.6.4-1 本项目污染物排放汇总一览表

时段	类型	排放源	污染物名称	源强核算方法	处理前产生浓度及产生量		排放浓度及排放量	治理措施/排放去向
施工期	大气污染物	钻井时柴油机排放的废气	废气量	排污系数法	19114.8 万 m³		19114.8 万 m³	采用达标油品，加强机械或车辆维护
			SO ₂		75.72t		75.72t	
			NO _x		48.46t		48.46t	
			烟尘		13.53t		13.53t	
		施工车辆废气	烃类物质		1.2t		1.2 t	
			NO _x		1.632t		1.632 t	
		施工扬尘	TSP	产污系数法	1.0mg/m³		1.0mg/m³	加强施工及车辆运输管理、定期洒水抑尘
		试油放空以及应急放喷废气	非甲烷总烃	/	少量		少量	井场设置火炬，经火炬燃烧后排放
	水污染物	钻井废水	石油类、SS	类比法	16293m³		0	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
		压裂返排液	pH、石油类、SS		1247136.8m³		0	由罐车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，用于复配压裂液，不外排
					悬浮固体含量	154mg/L	0	
					含油量	1270mg/L	0	
		生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS		20966.4m³		0	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水务管理有限公司南区污水处理厂
	噪声	井场设备噪声	等效连续 A 声级	类比法	柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵、泥浆不落地处理系统、推土机、装载机、焊机等，源强 85~105dB（A）			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

固体废物	钻井工程	废弃水基钻井泥浆	产污系数法	2105.42t	0	属于一般工业固体废物，钻井过程中采用“泥浆不落地”装置进行处理，全部入罐暂存，并采取防渗漏、防流失、防扬散措施，由罐车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		24883.824t	0	
		废射孔液		6552m³	0	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
		废弃油基钻井泥浆、油基钻井泥浆		3742.79t	0	
		油基钻井岩屑		29860.656t	0	
		落地油、含油污泥	3.64t	0	属于危险废物，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	
		含油防渗布	4.55t	0		
		废润滑油及其包装桶	5.46t	0		
		KOH 和过硫酸钠包装袋	1.82t	0		
		非含油防渗布	24t	0		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
		一般废包装袋	0.273t	0		
		施工人员	生活垃圾	类比法	163.8t	0
	生态影响	项目占地	项目永久占地 13.68hm²，包括永久基本农田 7.114hm²、草地 6.566hm²；临时占地 118.848hm²，包括永久基本农田 60.613hm²、草地 58.235hm²			施工结束后对临时占地采取恢复和生态补偿措施

3.6.4.2 项目污染物排放量核定

本项目污染物排放量核定见下表。

表 3.6.4-2 本项目污染物排放量表

类别	污染物名称	本项目排放量 (t)	备注
废气	SO ₂	75.72	施工期排放量, 排放时间为 16 个月
	NO _x	48.46	施工期排放量, 排放时间为 16 个月
	颗粒物	13.53	施工期排放量, 排放时间为 16 个月
	非甲烷总烃 (烃类物质)	1.2	施工期排放量, 排放时间为 16 个月
废水	COD	0	项目施工期各类废水均不外排
	氨氮	0	项目施工期各类废水均不外排
	悬浮固体含量	0	项目施工期各类废水均不外排
	含油量	0	项目施工期各类废水均不外排

3.6.4.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本次评价仅针对施工期, 后续地面工程建设和油井开采等运营期内容需单独评价。本次评价不涉及运营期污染物排放, 不对现有工程污染物排放量造成影响。

3.7 清洁生产分析

3.7.1 井下作业的清洁生产

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

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

(3) 在井下作业过程中, 产生的作业废水经区块污水处理站处理后全部进行复配压裂液循环利用, 对作业过程中散落的落地油, 采用“铺设作业, 带罐上岗”的作业模式, 可使落地油的回收率达到 100%。

3.7.2 先进的环境管理

本项目在实施过程中, 积极推行 HSE 管理体系, 对项目实施 HSE 管理, 同时对全体员工进行相应的 HSE 培训, 使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境, 尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平, 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见下表。

表 3.7.2-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目布局合理，各种废弃物均得到合理有效集中处理。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%。	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目压裂作业和试油过程采用防喷、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。	符合

4 环境现状调查与评价

4.1 地理位置

本项目主要位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县腰新乡和他拉哈镇、肇源县古龙镇和义顺乡，大同区和平街道和双榆树乡境内。

4.1.1 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。

4.1.2 气候气象

大庆市气象局近 20 年气象观测资料显示，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。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，春秋季节相对湿度小。

降水：年降水量平均 503.8mm，年最大降水量 721.2mm。

气压：年平均气压：996.0hpa。

湿度：年平均相对湿度为 60.7%。

气温：年平均气温 5.2℃，极端最低气温-31.9℃，极端最高气温 38.8℃。

风速：年平均风速 2.3m/s，极大风速为 26.2m/s。

风向：多年主导风向 S、风向频率 8.8%。

4.1.3 水文地质

4.1.3.1 区域地质特征

(1) 地层岩性

中生代以来大庆地区主要沉积的地层有白垩系四方台组、明水组和第三系依安组、大安组、泰康组及第四系白土山组、哈尔滨组、齐齐哈尔组、大兴屯组。

1) 白垩系上统四方台组 (K_{2s})

该地层主要分布在大庆市的北部和西部地区，地层厚度 7.5~234.0m，岩性上部为湖相沉积的杂色块状泥岩、砂质泥岩为主，下部为湖相沉积的灰绿色砂岩、含砾砂岩和杂色泥岩互层，砂岩大部分为厚度不等的透镜体，颗粒成分以石英为主，分选较好，磨圆度中等。与下伏地层为不整合接触。

2) 白垩系上统明水组 (K_{2m})

明水组 (K_{2m}) 地层厚度 0~225m。

地层广泛分布于大庆长垣的东西两侧，长垣顶部缺失。西部埋藏较深，东部埋深较浅，地层顶部埋深为 50~400m。上部为灰黑色泥页岩，下部为灰绿色砂岩、泥质砂岩互层，砂岩底部常见砂砾石，两层灰绿色泥页岩底部常有黄铁矿薄层。本组与下伏四方台组为不整合接触。

3) 第三系下新统依安组 (N_{2+3y})

地层主要分布于大庆长垣的东、北部及喇嘛甸油田西部，厚度 0~200m。地层岩性下部为深灰色、灰黑色泥岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、灰色粉砂岩，局部为含砾砂岩。上部为灰绿色、黄绿色泥岩、砂质泥岩、泥质砂岩、灰色粉砂岩、含砾砂岩，其砾岩多呈透镜体状分布。与下伏地层为不整合接触。

4) 第三系中新统大安组 (N_{1d})

主要分布在大庆市南部肇州县至吉林省大安县一带，地层厚度为 0~48.5m。上部为黄、黄褐色砂质泥岩、泥岩，夹有黑色泥岩薄层。下部为灰褐色泥质粉砂岩，砂质泥岩、泥岩、泥质粉砂岩，质软，胶结疏松，成岩性较差。与下伏地层呈不整合接触。

5) 第三系上统泰康组 (N_{2t})

主要分布于大庆西部地区，呈条带状分布在长垣西翼尖灭。地层厚度 0~125m。向西、北方向地层厚度逐渐增大，并趋于稳定。岩性下部为层状的河流相中粗砂，上部为灰绿、黄绿色粘土、灰白色粉细砂，并构成厚度不等的交互层，局部厚度变薄，且多呈透镜体状。与下伏地层为不整合接触。

6) 第四系白土山组 (Q)

广泛分布于大庆市，上部岩性为河湖相沉积的灰黑色粉质粘土、粘土、粉土夹有灰色粉砂砂层，地层厚度分布不均，为 10~60m，自南向北厚度逐渐增厚，局部地区

厚度变薄。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $0.12\times10^{-4}\sim7.90\times10^{-4}\text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；下部岩性主要为灰白色砂砾石，偶夹白色高岭土透镜体，主要分布在大庆西、西北部的林甸县、杜蒙县和肇源县。在长垣的西部埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚，长垣东部只在龙凤、卧里屯一带分布。与下伏地层为不整合接触。

7) 第四系哈尔滨组 (Q_{3h})

该层主要分布在肇洲县东部松嫩高平原，岩性为黄土状亚粘土，亚粘土。

8) 第四系齐齐哈尔组 (Q_{3q})

广泛分布于大庆市地表，地层厚度为 2~30m。岩性主要为黄土状粉细砂、细砂、粉质粘土互层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙，局部由铁质浸染。

9) 第四系大兴屯组 (Q_{3d})

广泛分布于区域东部，岩性为黄土状粉质粘土和粉细砂，微层理明显，裂隙较发育，局部有钙质结核和铁质浸染条带。

10) 全新统冲积层 (Q₄)

主要分布在嫩江、松花江河谷。河漫滩冲积层、低平原内残留湖泡的沉积层及近代风砂层等。厚度不等，只有数米，分布不稳定。

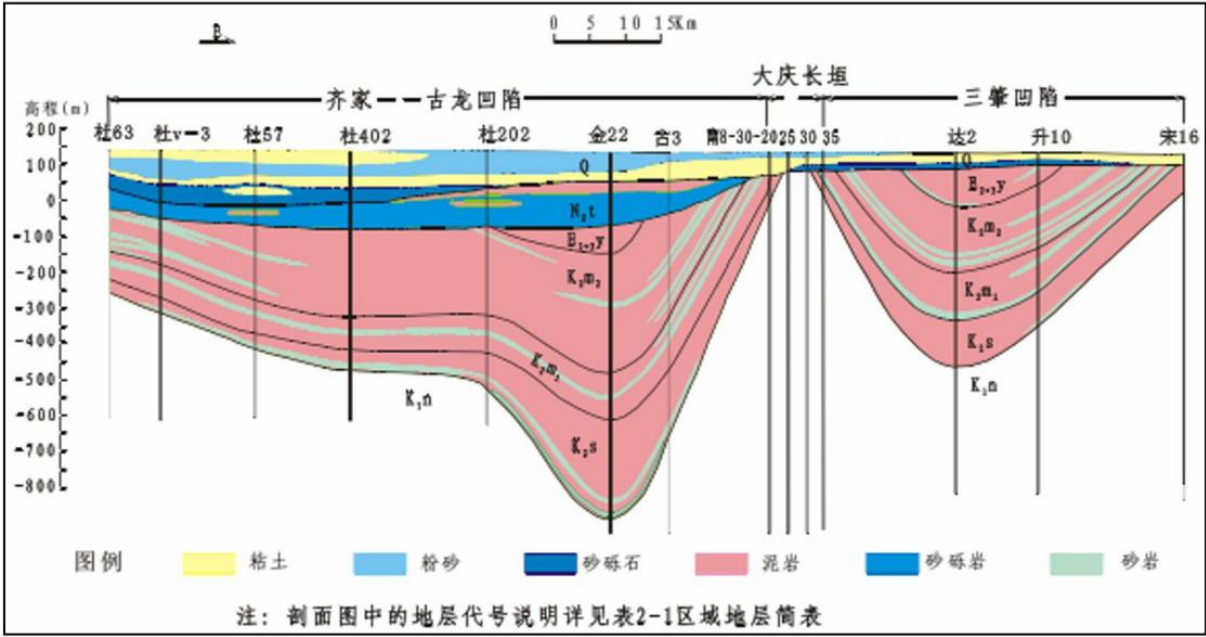


图 4.1.3-1 松辽盆地北部地区杜 63 井—宋 16 井地质剖面略图

（2）地质构造

大庆市位于松辽盆地的北部，中生代以来地层沉积总厚度达 6000m 左右。漫长的地质历史时期，在地质构造运动作用下，使大庆地区地下岩层形成了中部隆起构造带-大庆长垣构造，两侧为凹陷，构造轴向与大庆长垣呈北北东-南南西向平行排列。

松辽盆地形成过程中经历了断陷、断拗、拗陷、上升四个阶段，发育了一套中生代、新生代地层，其中，中生界的白垩系上统为四方台组和明水组，新生界的第三系为依安组、大安组和泰康组；新生界第四系为第四系底部白土山组以及哈尔滨组、齐齐哈尔组、大兴屯组。各组沉积特征和埋藏分布规律差异较大，地层沉积发育与分布的差异反映了不同地质历史时期构造特征。

控制松辽盆地形成演化的深大断裂主要有三条：嫩江断裂、克山-大安断裂依兰-舒兰断裂。松辽盆地与周围的隆起带相互接触，形成了隆相间的构造特征。盆地内 NNE 和 NW 向断裂互相切割，形成了盆地内的次级构造分界线。

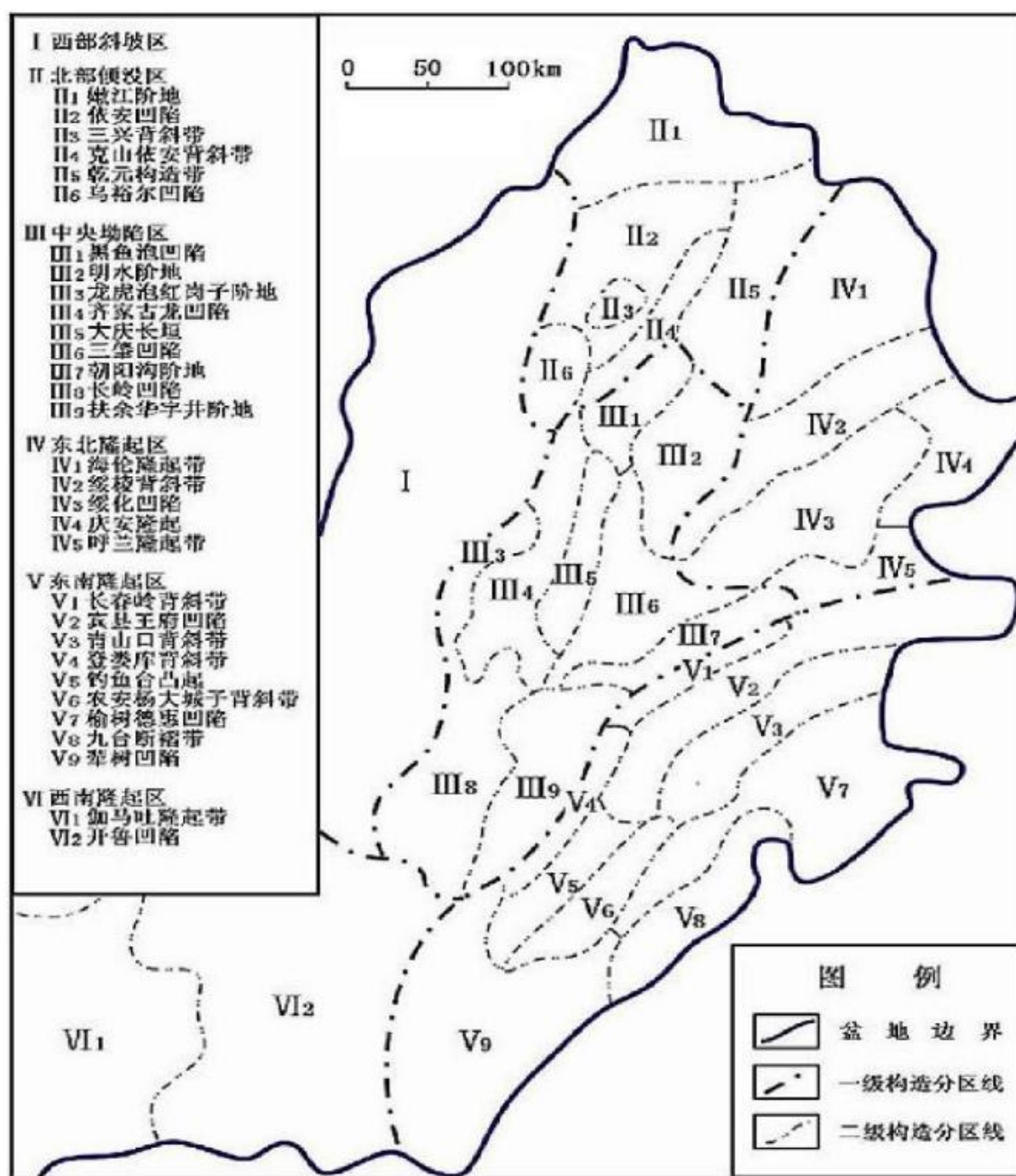


图 4.1.3-2 区域构造图

4.1.3.2 区域水文地质条件

(1) 含水层岩性与分布

大庆市主要承压含水层为第四系底部砂砾石孔隙承压水含水层、第三系泰康组孔隙承压水含水层、第三系大安组孔隙承压水含水层和白垩系明水组孔隙承压水含水层构成。

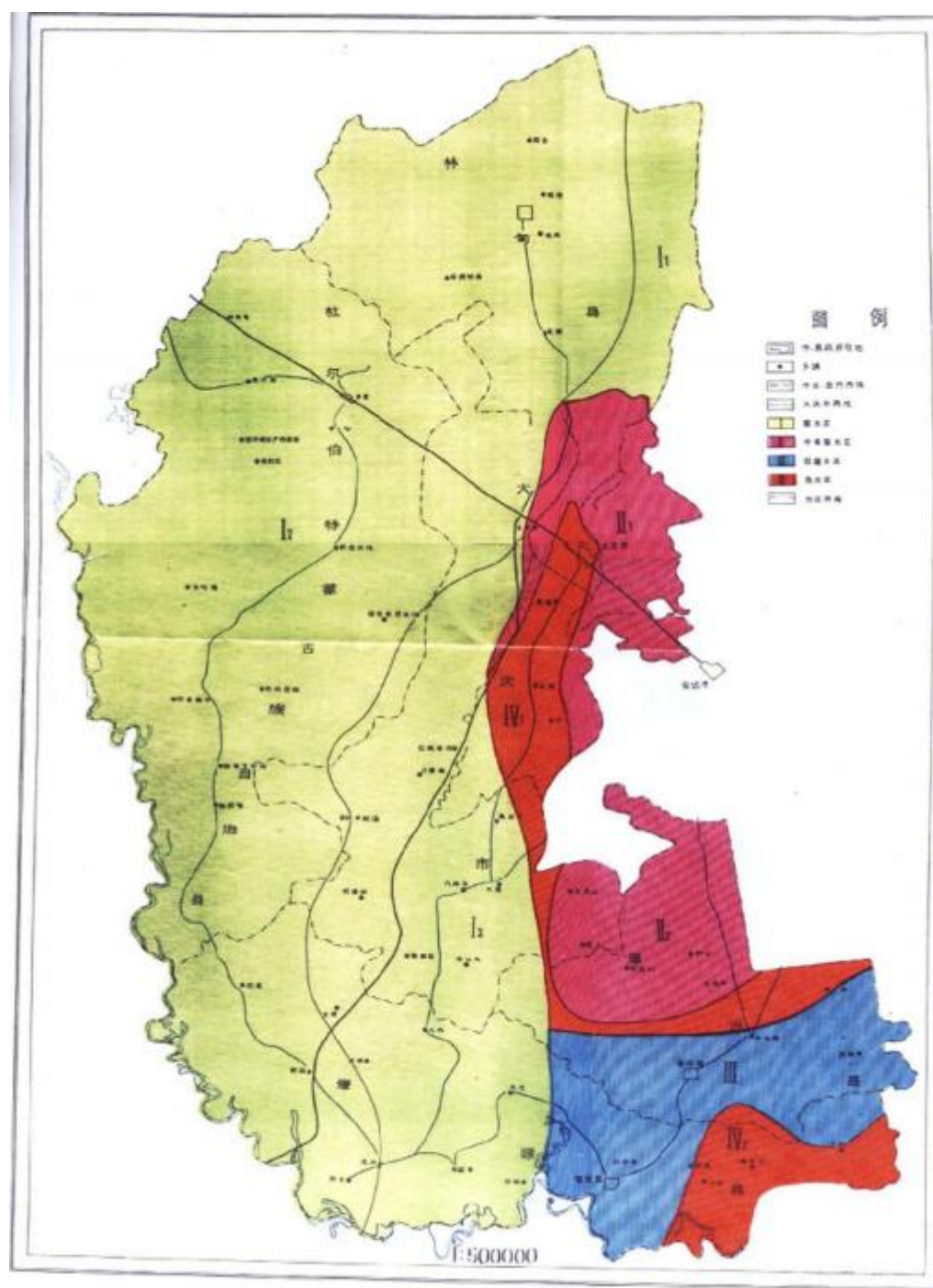


图 4.1.3-3 大庆市地下水资源分布图

1) 第四系底部砂砾石孔隙承压含水层

第四系底部砂砾石孔隙承压含水层主要由河流相沉积的灰白色、杂色砂砾石组成。偶夹白色高岭土透镜体。主要分布于中、西部地区，大庆长垣向南至肇州县城以北地区缺失。在大庆长垣到林甸以西地区含水层比较发育，一般都在 10.0m 以上，大部分

地区都在 20.0~60.0m，泰康西南地区最厚可达 81.0m（杜 57 井）。而长垣东部沉积则发育较差，大部分地区厚度小于 10.0m，仅局部地区可达到 15m 左右。含水层顶板埋深长垣西部较大，为 35.0~90.0m，总体呈由南向北增大，由西向东上升的态势。长垣东部埋深为 15.0~45.0m，呈由东向西增大、由西向东抬升的趋势。

第四系底部砂砾石孔隙承压含水层颗粒粗大，分选较好，孔隙连通，有效孔隙度大，透水性强，富水性好。大庆西部地区的红卫星水源、西水源、齐家水源开采此层位含水层。原始静水位埋深 3.0~10.0m。

2) 泰康组中粗砂孔隙裂隙承压含水层

泰康组含水层主要由灰白色中粗砂岩和含砾砂岩组成，自上而下由细变粗，上部以中粗砂为主，下部为含砾砂，泰康组含水层由于受构造格局的影响控制，仅分布于大庆长垣西部地区，向东尖灭于大庆长垣隆起带西翼上部，沉积发育比较稳定。

泰康组含水层在齐家—古龙凹陷带轴部地区，沉积最为发育，厚度可达到 60.0~110.0m，局部最厚可达 126.0m（古 39 井）。靠近长垣附近一带，含水层底板抬升，厚度变薄，厚度一般为 10.0~60.0m，局部可达 70.0~80.0m。泰康以西地区厚度也逐渐减小，为 30~60m。含水层顶板埋深为 40~150m，局部地区最大达到 175.0m（杜 73 井），总体变化趋势由南向北增大，顶板标高是 -20~100m，由北向南抬升。

泰康组含水层颗粒粗大，分选性较好，孔隙连通，有效孔隙度大，透水性强、富水性好，是大庆油田的主力开采层位。泰康组含水层原始静水位埋深 2.0~10.0m。

泰康组含水层与上覆第四系底部砂砾石含水层之间，以厚度 5.0~20.0m 且分布不稳定的灰绿色粘土或含砂质粘土互层相间隔，有时局部沉积缺失而形成“天窗”。透水性相对较强的交互层和“天窗”，使其上下两套含水层相沟通，水力联系较为密切，因此可视为同一含水系统。

3) 第三系大安组含砾砂岩、砂砾岩孔隙裂隙承压含水层

由于构造格局的控制，大安组含水层在大庆地区只分布于东南部的肇州县朝阳沟油田至肇源一带。主要由砂砾岩、含砾砂岩组成，沉积分布规律性较强，由北向南颗粒呈细—粗—细变化，从东向西由粗变细。在含水层的底部，常可见到卵石，分选性较差，粒径 2.0~4.0mm，最大粒径 65mm。含水层 3.0~20.0m，由东向西厚度增大；在肇源以南地区发育较好，最厚达 31.0m（源 4 井）。含水层顶板埋深也是由东向西增

大，为 30.0~170.0m。肇源南部埋深较浅为 20.0~30.0m。

大安组含水层厚度相对较小，岩石颗粒分选性不好，孔隙连通性较差，有效孔隙度相对较小，透水性和富水性较差，大安组含水层原始静止水位埋深为 7~9m。

4)明水组砂岩、含砾砂岩孔隙裂隙承压含水层明水组含水层主要由中粗砂岩组成。东部青冈县以南至肇东，南部肇州、肇源和大庆长垣地区沉积缺失，其它地区均有分布。明水组含水层沉积特征受构造运动的影响较大，分布不稳定，多以较大范围的透镜体分布。含水层单层较多，单层厚度 3.0~29.0m，累计厚度 10.0~80.0m，局部最厚可达 85.0~126.0m（龙 10、龙 24、达 5、芳 16、达自水 2、升 10、升 142 井）。明水组含水层在东部三肇凹陷发育较好，含水层累计厚度 20.0~98.0m；在长垣西部发育则相对较差，齐家—古龙凹陷含水层累计厚度 10.0~60.0m，北部含水层累计厚度 10.0~40.0m。含水层顶板埋藏深度，三肇凹陷 40~280m；齐家—古龙凹陷埋深最大，可达 80.0~600.0m。北部地区 80.0~480.0m。长垣以东含水层顶板标高-120.0~160.0m，由北向南抬升；西部地区-480.0~40.0m，由凹陷中心向周围地区抬升。北部标高-360.0~120.0m 由西向东抬升。

明水组含水层岩石颗粒较细，孔隙较小且连通性差，有效孔隙度偏小，富水性略差。在三肇凹陷南部地区，单井涌水量 2410~3000m³/d（273mm），原始静止水位埋深 2.9~18.5m。局部地区如安达市的升平、昌德、老江心泡子、肇州县的杏山等局部地势低洼地带，地下水位在地表以上，喷出地面高度可达 1.0~6.0m。北部的东、北水源—龙凤地区，单井出水量 430~1700m³/d。最大静水位埋深目前已达到 40m 以下，而 60 年代初却高出地面 10m 以上。长垣以西西水源—南二水源地区明水组含水层单井出水量 1000m³/d（273mm）左右，原始静水位埋深 22m 左右。

（2）地下水补给、径流、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

地下水的补给条件决定了地下水资源量的丰富程度。从大庆市含水层分布规律看，含水层地下水主要补给区是在西部和北部，其次是东及东南部。补给来源主要是大气降水和河水渗透补给。

①大气降水的垂向入渗补给

在大庆市的西部至山前，第四系含水层大面积出露地表或上覆很薄的粉土、粉质粘土层，第三系泰康组含水层与上覆第四系底部含水层之间大面积直接接触，或间隔较薄的泥质砂岩层，透水性较强；明水组含水层在明水县及克山、拜泉一带也有出露，因而可直接接受大气降水的补给。根据多年降水资料分析，整个松辽盆地北部年平均大气降水量约为 $150 \times 10^8 \text{m}^3$ ，入渗量可达 $27.5 \times 10^8 \text{m}^3$ 。表明地下水的垂直入渗补给量可谓丰富。在大庆市的东部地区，明水组含水层直接被第四系松散沉积物所覆盖，因此直接接受第四系潜水的补给。

②地表水体的入渗补给

在大庆地区以外的盆地西部和北部地区，有很多河流从山区流入盆地，其中乌裕尔河和双阳河，均系盲尾河，河水除消耗于水面蒸发以外，全部入渗补给地下水。此外还有讷谟尔河、诺敏河、阿伦河、雅鲁河等大中小河流流入盆地。嫩江是盆地北部最大的河流，切割深度大，从盆地北部边缘开始，沿平原西部一直南下，并流经控制区。在其中游的富拉尔基、江桥站历史最低水位 133.29m，高出第四系含水层，其河床也由第四系粗粒物质构成，可以看出，嫩江中上游地区河水渗漏可直接补给第四系底部砂砾石含水层和泰康组含水层。

在大庆地区内，分布有以龙虎泡、黑鱼泡、红旗泡、南引水库、莲花湖为代表的大小 208 个湖泊，正常蓄水面积 1757km^2 ，蓄水量 $46.1 \times 10^8 \text{m}^3$ 。这些水体除消耗于水面蒸发外，其余全部渗入地下补给第四系潜水。除大气降水直接入渗以外，这些湖泊入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。丰富的潜水资源继而又构成了下伏承压含水层地下水的重要补给来源。

2) 地下水的径流规律

由于受构造格局及地貌形态的控制和影响，在盆地北部边缘山前和高平原地区，地下水向中低平原径流；在整个松嫩平原区，地下水总体径流方向是由北向南，且径流条件良好。而在地下水开采区内，地下水的径流方向在不同层位和不同地区有所不同。大庆长垣以西地区，泰康组含水层地下水资源历经 40 年的大量集中开采，形成了大面积的水位降落漏斗，在这一区域内，地下水径流方向不是由北向南，而是指向漏斗中心。而其它含水层地下水的径流方向则缺少有所改变的证据。在大庆长垣以东，

明水组上下两段含水层地下水是该区供水的主要来源。特别是卧里屯、龙凤及其以北地区，地下水开采量较大而且相对集中。区域水位下降较大，可以推断，也已经形成了较大面积的水位降落漏斗。由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态。南、北方向区域上比较，水位是南高北低，相差达 17.0~22.0m。由此可见，东部地区明水组含水层地下水径流方向总体上是由南向北径流。而在安达的升平油田及以南局部地区，地下水位是东高西低，相差高达 39.0~44.0m，此区地下水的径流方向则又改变为由东向西。其它含水层的径流方向则无明显的变化。

3) 地下水的排泄特征

在人为活动影响条件下，规划区地下水的排泄主要有三种类型，即蒸发排泄、侧向径流排泄、人工开采。

①潜水蒸发排泄

该区属半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末夏初，降水量小，蒸发强度大，因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

②侧向径流排泄

大庆市地下水通过径流，一部分排泄于嫩江下游和松花江；一部分通过同一含水层继续向南径流；还有一部分地下水通过垂向越流或含水层的直接接触，补给另一含水层。

③人工开采

地下水人工开采主要集中于大庆长垣背斜两侧地区。主采区主要位于大庆长垣西部。

(3) 地下水化学特征

大庆市各含水层均为低矿化度重碳酸氢钠 (NaHCO_3) 型水，但主要指标有明显的差异。在含水层之间，总溶解性固体由高到低依次为大安组、泰康组、第四系、明水组，总硬度由高到低依次为泰康组、大安组、明水组、第四系，铁含量由高到低依次为泰康组、第四系、明水组、大安组，锰含量由高到低依次为明水组、泰康组、第四系、大安组，氟含量由高到低为第四系、泰康组、大安组、明水组，pH 值由高到低依次为明水组、第四系、大安组、泰康组。总的情况分析，明水组水质最好，大安组水质次之，第四系、泰康组水质一般。在平面分布上的总体情况是，大庆长垣以东地

区水质好于以西地区。

4.1.3.3 调查评价区地形地貌

根据 2.5.3 节，地下水评价范围图详见附图 14-1。调查评价区自东西向嫩江河谷倾斜。调查区内地形倾斜度很小，两侧平原向嫩江河谷地倾斜的平均坡度 1/5000，嫩江河谷平原地北高南低，倾斜方向与河流流向一致，南北向平均坡降 1/5500。区域地貌图见附图 14-2。

地貌的成因类型均属流水堆积类型。其岩性分布和物质组成特征主要受物质来源的控制。根据形态特征和物质组成划分地貌类型：

（1）西部山前倾斜平原I

分布于调查评价区西侧沿江镇、安广镇、月亮泡镇、五棵镇、丹岱乡一带（由侵蚀冲洪积形成的台地与冲积洪积的倾斜平原组成）。地形由西向东倾斜，坡度约 0.27‰，辫状水系发育，海拔 128~134m 之间，最大高差约 6m。

（2）中部低平原II

分布于调查评价区内嫩江左岸广泛区域，主要在敖林西伯乡、他拉哈镇、腰新乡、富强乡、古龙镇、新站镇、义顺蒙古族乡、双榆树乡、兴隆泉乡一带，为冲洪积低平原。地势低平开阔，海拔 130~142m 之间，最大高差约 12m。地势由东向西，由北向南缓倾，洼地、湖泡星罗棋布，盐碱地、沼泽地发育风成沙地遍布。

（3）河谷平原III

主要分布在调查评价区西侧和西南侧嫩江河谷及支流河谷中，为冲积平原。在河流下切强烈，两岸常形成陡坎，河流蛇曲发育，湿地遍布，海拔 131~133m 之间，最大高差约 2m。

4.1.3.4 调查评价区地质条件

（1）地质时代

调查区内揭露地层从老到新依次为第三系下统依安组（E_{2-3y}）、第三系上统太康组（N_{2t}）和第四系（Q）。

1) 第三系

①第三系下统依安组（E_{2-3y}）

主要分布于调查评价区内整个区域，埋藏于第三系上统泰康组（N_{2t}）地层之下，

厚度 2~8m。地层岩性下部为深灰色、灰黑色泥岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、灰色粉砂岩，局部为含砾砂岩。上部为灰绿色、黄绿色泥岩、砂质泥岩、泥质砂岩、灰色粉砂岩、含砾砂岩。

②第三系上统泰康组 (N_{2t})

主要分布于整个调查评价区内，尚未有出露地层，埋藏于第四系地层之下。地层厚度 0~125m。向西、北方向地层厚度逐渐增大，并趋于稳定。岩性下部为层状的河流相中粗砂，上部为灰绿、黄绿色粘土、灰白色粉细砂，并构成厚度不等的交互层，局部厚度变薄，且多呈透镜体状。

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。根据其成因及物质形态分为全新统冲积层、上更新统冲洪积层、中更新统林甸组河湖积层、中-下更新统河湖积层。

①中-下更新统河湖积层

主要为中更新统荒山组河湖积层 (Q_{2h}¹) 和下新统白土山组湖积层 (Q_{1b}) 混层 (Q_{2h}¹+Q_{1b})。分布于整个调查评价区内，埋藏于中更新统河湖积层 (Q_{2al}¹) 之下，岩性主要为砂、砂砾石，厚度 10~50m，由东向西厚度增大，顶板深度 30~80m。

②中更新统林甸组河湖积层 (Q_{2al}¹)

整个调查评价区内均有分布，埋藏于中-下更新统冲洪积层之下，上部岩性为河湖相积累的灰色粘土，地层厚度平缓，为 25.0~35.0m，土壤质地紧实，渗透性弱，是弱透水层；下部岩性主要为灰黑色砂、砂砾石，厚度 2.0~10.0m。与下伏地层为不整合接触。

③中-下更新统冲洪积层 (Q₃^{1+2al})

整个调查评价区内均有分布，主要出露于调查评价区内兴隆泉乡一带，地层为上更新统冲积层 (Q₃^{1+2al})，岩性为细砂和粘土。粉质粘土：黄褐色，软塑~可塑土质不均匀，局部夹有粉土，含有氧化铁的斑点，压缩性能中等，韧性一般，略微光滑，摇振反应无，底层埋深 2.50~5.50m，细砂：黄色，略密，饱和颗粒，主要成份为长石、石英，少量暗色矿物，层底埋深在 3.50~8.50m。

④全新统冲积层 (Q_4^{al})

根据其成因及物质形态可细分为上段 (Q_4^{2al}) 和下段 (Q_4^{1al})。

上段 (Q_4^{2al})：主要分布在调查评价区内嫩江河谷左岸中部低平原区。河漫滩冲积层、低平原内残留湖泊的沉积层及近代风砂层等。厚度不等，只有数米，分布不稳定。

下段 (Q_4^{1al})：主要分布于调查评价区外西侧山前倾斜平原地带，主要岩性为砂、砂砾石，厚度 10~40m。

(2) 地层岩性

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 0.60~6.90m，层顶高程 122.79~128.23m。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 118.99~135.57m。该层在调查区东北部局部缺失。

调查评价区地质图见附图 14-3。

4.1.3.5 调查评价区水文地质条件

(1) 地下水类型及含水层组划分

调查评价区内开发利用条件较好的含水层为第四系松散岩类孔隙水和泰康组孔隙裂隙水，按埋藏条件、地层时代，区内地下水类型可划分为第四系松散岩类孔隙潜水、

第四系松散岩类孔隙承压水、泰康组孔隙裂隙承压水三大类含水层岩组。

1) 第四系松散岩类孔隙潜水含水层

分布于整个调查评价区内，含水层为全新统冲积层和上更新统冲洪积层。埋深 4m 以下，厚度 6~17m，岩性主要为粉细砂、砂、砂砾石层；整个含水层东薄西厚，颗粒西粗东细；单井出水量西大东小。上下两层之间有亚粘土隔水层，但厚度不稳定，一般 10-30m。

2) 第四系松散岩类孔隙承压水含水层

分布于区内较稳定发育的亚粘土隔水层之下，埋深大于 50m。含水层岩性为中更新统林甸组河湖积层（ Q_2^{2al+1} ）、中更新统荒山组-下新统白土山组湖积层混层（ $Q_2h^1+Q_1b$ ）。前者以细粉砂为主，后者以砂、砂砾石为主。按含水层岩性、埋深情况大致可分如下两层：

第一层：属于中更新统林甸组含水岩组，含水层顶板埋深在 25m 左右，厚 6-17m，岩性由细粉砂组成。

第二层：属于中更新统荒山组-下新统白土山组含水岩组，含水层顶板埋深大于 84m，厚 8-24m，岩性以砂、砂砾石为主。

两个孔隙承压水含水岩组之间各有厚度不等，分布稳定的亚粘土层，水力联系不密切。

3) 泰康组中粗砂孔隙裂隙承压含水层

泰康组含水层主要由灰白色中粗砂岩和含砾砂岩组成，自上而下由细变粗，上部以中粗砂为主，下部为含砾砂，泰康组含水层沉积发育比较稳定。靠近评价区中部的含水层底板下降且厚度变大，评价区东侧含水层厚度逐渐变小，已知厚度一般为 75~97m，钻孔未穿透此层。总体变化趋势由南向北变薄，由西向东变薄，含水层顶板埋深为 68~137m。

泰康组含水层与上覆第四系承压含水层之间，以厚度 3~40m 且分布稳定的泥岩。使其上下两套含水层相对独立，水力联系较不密切。

(2) 富水性特征

1) 第四系松散岩类孔隙潜水及富水性特征

调查评价区内潜水含水岩组其富水程度按机民井和钻孔涌水量分级。潜水按降深 5m，口径 200mm 的推算单井涌水量（大于 200mm 口径的大井，不作口径换算）。第四系松散岩类孔隙潜水富水性划分为：强富水区，单井涌水量 1000-5000m³/d；弱富水区，单井涌水量小于 100m³/d 两个区。

强富水区（1000-5000m³/d）：分布于评价区内西和西南侧嫩江河谷洪积平原一带。含水层为砂、砂砾石，含水层透水和导水能力较好。推算 5m 降深单井涌水量为 1000-5000m³/d，水化学类型多为重碳酸钠钙型水，矿化度一般 <0.5 g/L。

弱富水区（<100m³/d）：分布于评价区内除嫩江河谷冲积平原以外区域。含水层为粉细砂、砂。推算 5m 降深单井涌水量为 <100m³/d，水化学类型多为重碳酸钠钙型水，矿化度一般 <1.0 g/L。

2) 第四系孔隙承压水及富水性特征

本次将中更新统林甸组、中更新统荒山组-下新统白土山组孔隙承压含水层统一描述。调查评价区内承压水含水岩组按降深 15m，口径 8 寸推算单井涌水量作为分级的数量指标，根据单井涌水量按降深 15m 换算的涌水量进行富水性分区。第四系松散岩类孔隙潜水富水性划分为：强富水区，单井涌水量 1000-3000m³/d；富水区，单井涌水量 100-1000m³/d；弱富水区，单井涌水量小于 100m³/d 三个区。

弱富水区（100-500m³/d）：主要分布于评价区内嫩江河谷洪积平原一带。含水层为细砂。推算 15m 降深单井涌水量为 100-500m³/d，水化学类型多为重碳酸钠钙型水，矿化度一般 <1.0g/L。

富水区（100-1000m³/d）：主要分布于评价区内东北区域低平原一带。含水层为、粉细砂、细砂层。根据以往 D5 号抽水试验成果数据，一般降深 11.5m，实际涌水量 820.0m³/d，推算 15m 降深单井涌水量为 100-1000m³/d，水化学类型多为重碳酸钠钙型水，矿化度一般 <1.0 g/L。

强富水区（1000-3000m³/d）：主要分布于评价区内中部地平原一带。含水层为砂、砂砾石。根据以往 D3 号抽水试验成果数据，一般降深 2.0m，实际涌水量 1855.0m³/d，推算 15m 降深单井涌水量为 1000-3000m³/d，水化学类型多为重碳酸钠钙型水，矿化度一般 <1.0 g/L。

3) 第三系泰康组孔隙裂隙承压水及富水性特征

调查评价区内承压水含水岩组按降深 15m，口径 8 寸推算单井涌水量作为分级的数量指标，根据单井涌水量按降深 15m 换算的涌水量进行富水性分区。第三系泰康组孔隙裂隙承压水富水性划分为：极强富水区，单井涌水量 3000-5000m³/d。

极强富水区（3000-5000m³/d）：主要分布于评价区内嫩江河谷洪积平原一带。含水层为中粗砂岩和含砾砂岩。根据以往 7405、7406、7407 号抽水试验成果数据，一般降深 2.09~3.96m，实际涌水量 1401.00~5085.00m³/d，推算 15m 降深单井涌水量为 1000-5000m³/d，水化学类型多为重碳酸钠型水，矿化度一般 <1.0 g/L。

调查评价区水文地质图及剖面图见附图 14-4~14-7。

(3) 地下水补径排特征

1) 潜水

①补给

调查区潜水以上游地下径流补给、大气降水入渗补给、地面水库等入渗补给为主要形式，其补给特征如下：

上游地下径流补给主要以北侧和西南侧嫩江地下水为补给源，对区内进行补给。

区内包气带岩性以亚粘土和结构松散的砂土为主，主要接受大气降水的直接补给。

区内地表水体分布较多，以湖库及嫩江河流水体入渗向地下水补给。

②径流

调查区潜水的径流条件依含水介质在空间上的变化而变化，总体格局为地下水由西北向东南径流，受成因、地表水体等因素的影响，含水层与区内相对较大的水体存在直接水力联系，受地形和地表水体影响，局部存在地表水体向四周地下水径流，嫩江附近一带地下水径流方向与河流一致。

③排泄

本区地下水排泄主要为人工开采、径流排泄到下游和蒸发。调查评价区内居民生活及牲畜用水主和工业用水要开采地下水，一方面人工开采是本区地下水主要排泄途径之一；另一方面地下水由中部低平原地径向排泄至南侧嫩江河谷平原地。

2) 承压水

①补给

调查区承压孔隙、裂隙水（第四系孔隙承压水和第三系泰康组孔隙裂隙承压水）以上游地下径流补给为主要形式，其补给特征如下：

主要以调查评价区北侧承压含水层地下水为补给源，该层对区内承压含水层补给量大。

②径流

调查区承压水的径流条件依含水水位线图可知，总体由东北向西南径流，未发现漏斗存在，说明该区域承压含水层地下水资源充沛，且上游补给强度较大。

③排泄

本区地下水排泄主要为人工开采和径流排泄。调查评价区内居民生活用水主和工业用水要开采地下水，人工开采是本区地下水主要排泄途径之一；另一方面，地下水由评价区内中部低平原向嫩江河谷平原地径向排泄。

(4) 地下水流场特征

本次评价对项目调查评价区内的地下水水位进行了监测（含引用），并进行了统计，

具体见表 4.1.3-1、表 4.1.3-2。

表 4.1.3-1 潜水含水层地下水水位调查统计表

编号	坐标		孔口标高(m)	井深(m)	水位埋深(m)	水位标高(m)
	经度	纬度				

调查评价区潜水含水层地下水等水位线图见附图 14-8，由附图 14-8 可知，评价区潜水含水层地下水埋深 1.9~11.4m，水位 125.6~130.6m，地下水流向复杂，主要受地形和地表水体影响，整体大方向由北向南径流；区内中部由四周向内部汇聚，水力坡度 0.67‰；北部由西北向东南，水力坡度 0.17‰；南部由西和北向南径流，水力坡度 0.25‰。

表 4.1.3-2 承压含水层地下水水位调查统计表

编号	坐标		孔口标高(m)	井深(m)	水位埋深(m)	水位标高(m)
	经度	纬度				

调查评价区承压含水层地下水等水位线图见附图 14-9，由附图 14-9 可知，评价区承压含水层地下水埋深 1.6~8.6m，水位 126.8~129.9m，水力坡度 0.11‰左右，地下水流向为由北向南。

(5) 地下水动态特征

调查评价区地下水基本动态类型由于受补给、径流、排泄条件控制，因而表现为渗入蒸发型、径流型、开采型。

1) 渗入蒸发型特征

潜水水位埋深 1.3-3.50m，年水位变化幅度为 1-2m，水位变化受降雨和蒸发的影响较大，丰水期出现在 8-9 月份，枯水期多出现在 4-5 月份，潜水地下水水位变化受水文、气象、地质条件以及人类活动等诸多因素的综合影响。同一地区不同部位的影响程度不同，并存在一定的变化规律。受温带季风气候的影响较大，由于潜水含水层水位受蒸发作用影响较大，区域上则集中表现为降水入渗-蒸发型。

2) 径流型特征

深层承压水由于含水层埋藏较深，地下水循环速度缓慢，交替强度较弱。水位埋深 10-48m 受降水蒸发影响较小，主要接受潜水垂直入渗补给和侧向径流补给，无明显的排泄区。地下水丰水期在 12 月至第二年的 1 月份，而枯水期在 6~7 月份，年内水位变幅表现为在边界区为 2-3m，在中心区 3-5m 滞后于降雨。表现为地下水径流型特征。

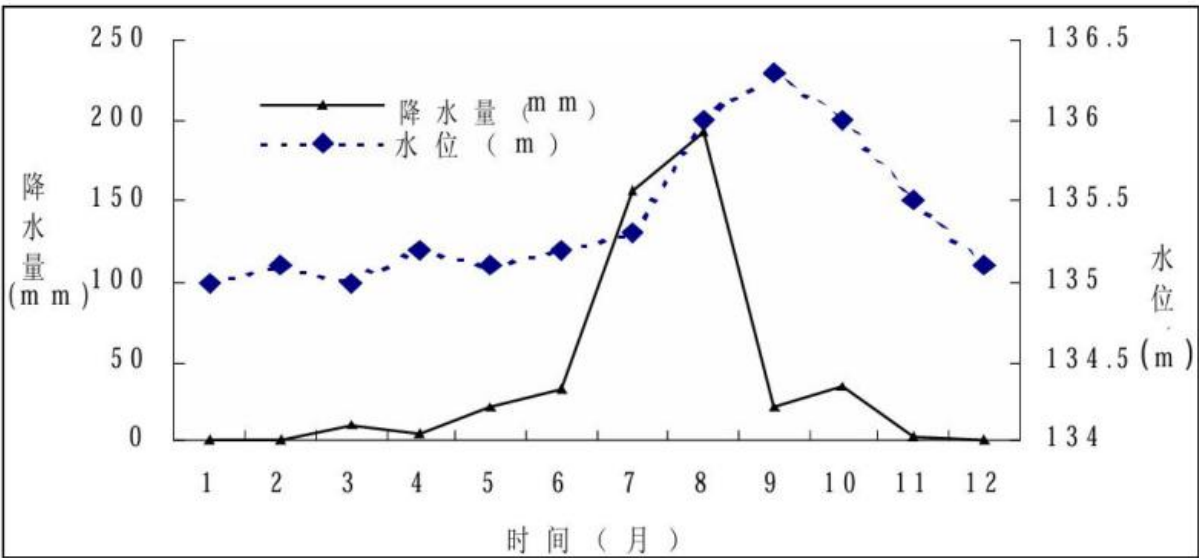


图 4.1.3-4 地下水位与降雨量的关系曲线

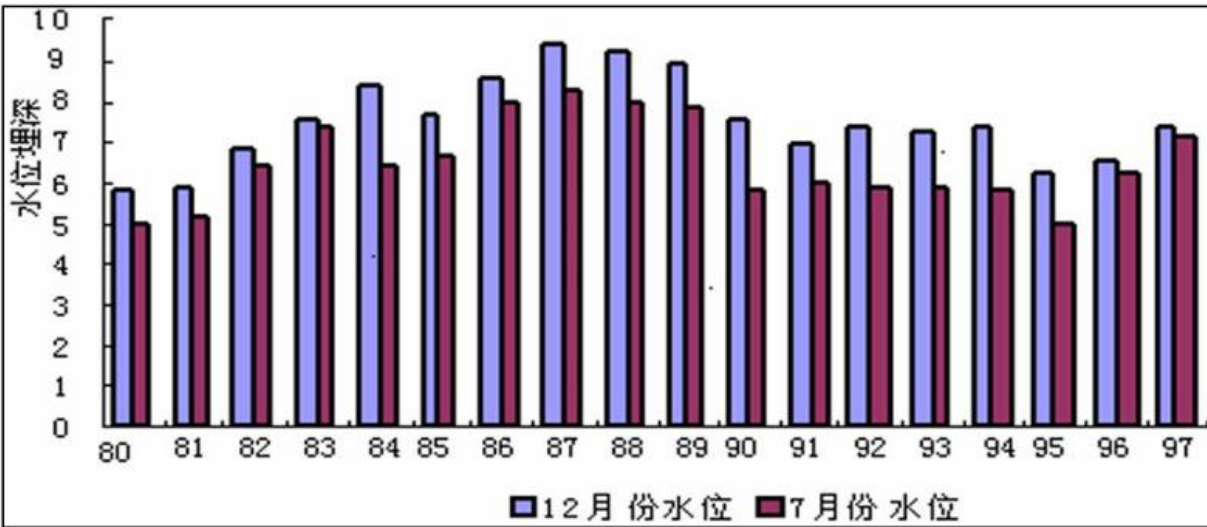


图 4.1.3-5 近 18 年 12 月与 7 月地下水位埋深(m)

调查区内新近系太康组承压含水层水位随周边油田用水量变化而变化。地下水水位在上述水文地质调查期间为 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，见下图（他 S11 井 2023 年地下水水位埋深历时曲线）。

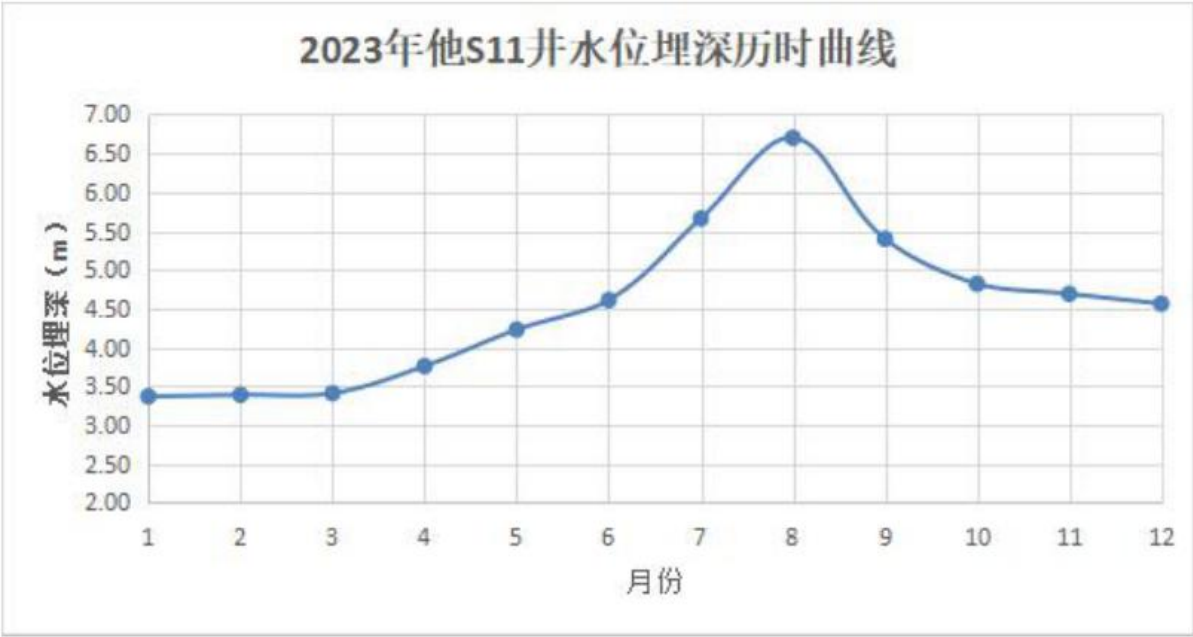


图 4.1.3-6 典型井地下水水位动态曲线图

3) 开采型特征

深层地下水主要以人工开采为主，地下水水位受人工开采量的大小控制，在地下水集中开采区，水位大幅度下降，改变了地下水的天然动态规律，表现为开采型动态。如在大庆长垣西侧集中开采地带和东水源地区，其地下水水位主要随开采量的增加，降幅逐渐增大，表现为地下水开采型特征。

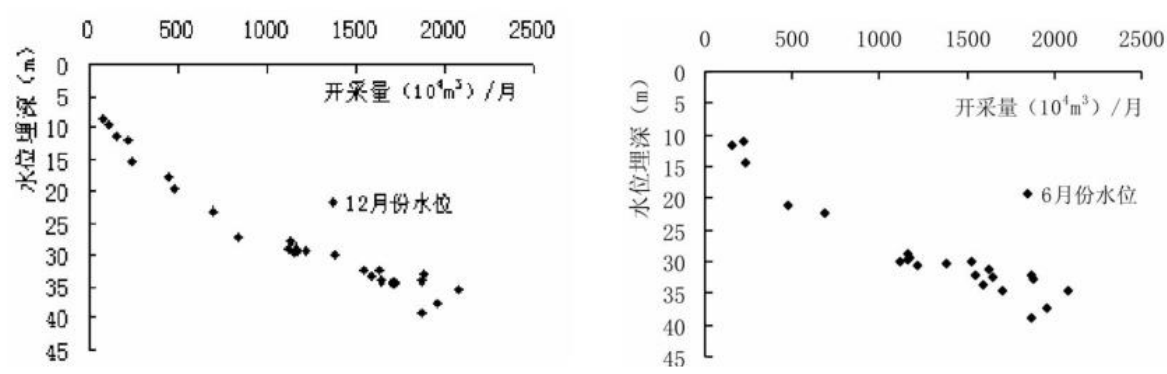


图 4.1.3-7 西部地区承压含水层水位随开采量变化曲线（据 806 观测孔）

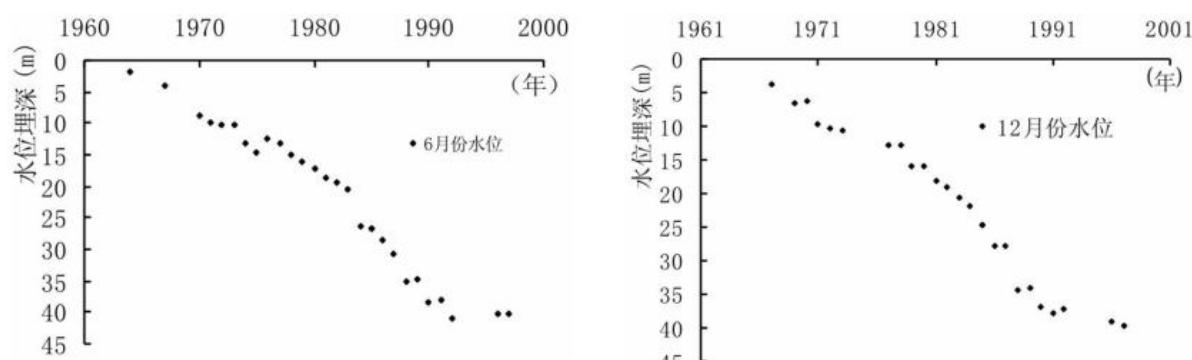


图 4.1.3-8 东部地区明水组二段水位变化历时曲线（据龙 19 观测孔）

(6) 包气带特征

根据本次评价查询勘察地下水及浅部地层特征等资料，调查区包气带厚度一般在 1.9~11.4m 之间，在调查区中南部高坡顶部，包气带厚度最大可为 11.4m，主要为粉质黏土（亚粘土）及细砂，粉质黏土垂向渗透系数可取 0.0011m/d，细砂垂向渗透系数可取 1.5m/d。

调查评价区包气带厚度等值线图见附图 14-10。

4.1.3.6 地下水开发利用现状

区域是地下水人工开采主要地区。根据统计资料，区域地下现状年总开采量为 $320 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，未出现超采现象。

调查区内有 2 个增压分输站等中小型油田集中供水水源，调查区内无大型集中供水水源，仅有零星供水井及农用井。在调查区北端东部约 10.0km 外，有新华电厂水源及杏二水源等大型集中供水水源，以上水源取水层位皆为新近系太康组。

调查区内居民农牧业及生产生活用水皆以地下水为供水水源，农牧业用水取水层位一般为第四系含水层，居民生活用水一般取水层位为新近系泰康在含水层。

4.1.4 土壤与植被情况

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，林地为人工种植的保护林，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。

4.1.5 动植物分布

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

本项目主要涉及钻井工程建设，建设过程不产生长期污染源。鉴于本次大气环境影响评价采用定性分析方法，因此未划定具体评价范围。为掌握项目周边大气敏感目标分布情况，本次评价以钻井井场为中心半径为 500m 的圆形区域划定调查区域，重点核查该范围内的环境敏感目标。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）及其修改单中的二类区。

地下水环境保护目标为项目所在区域评价范围内的潜水和评价范围内村屯分散式饮用水井。

本项目声环境保护目标主要为井场边界外扩 200m 范围内的声环境，控制目标为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 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，个别井场周围分布有一般湿地；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。保护目标为临近湿地 1km 内井场周围 1km 范围，其余井场场界周围 50m 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 2km 范围内，土壤环境保护目标为土壤评价范围内的耕地等，控制目标为场区周边土壤环境质量满足相应质量标准要求。

项目主要环境保护目标见表 2.7-1~2.7-3。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气现状调查与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目所在区域主要为黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县及大同区，根据大庆市生态环境局 2026 年 6 月 5 日公布的《2025 年大庆市生态环境状况公报》，2025 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 17 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 47 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM2.5）年均浓度为 30 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 1.0 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 4.3.1-1。

表 4.3.1-1 2025 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/m³）	标准值（μg/m³）	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	17	40	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	47	70	69%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	35	91%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	1000	4000	20%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	114	160	71%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 其他污染物环境空气质量现状

（1）监测布点

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目

情况和周围敏感点分布情况，本次评价在项目所在地及项目主导风向下风向 5km 范围内的典型环境敏感点布设环境空气质量现状监测点。其他污染物补充监测点位基本信息见表 4.3.1-2，监测布点图详见附图 15。

表 4.3.1-2 其他污染物补充监测点位基本信息

编号	监测点位	经度	纬度	相对位置
A1	郎卜屯	124.33938542	45.82604126	GY16-Q9-H123 西南 330 米
A2	大西岗子屯	124.2936623	45.89472753	GY2-Q9-H122 东侧 198 米
A3	GY24-Q6-H2 井场	124.3147621	45.92721019	GY24-Q6-H2 井场

(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 8 月 23 日-8 月 29 日。

(3) 评价方法

本次环境空气质量现状评价采用超标率和占标率说明污染物的超标程度和超标频率，公式如下。

占标率： $P_i = C_i / C_{si} \times 100\%$

式中：

P_i ——第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i ——第 i 种污染物的实测最大浓度， mg/m^3 ；

C_{si} ——第 i 种污染物的评价标准， mg/m^3 。

若 $P \geq 100\%$ ，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $P_i < 100\%$ ，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

(4) 监测项目及分析方法

监测项目为特征因子 TSP、非甲烷总烃，分析方法按《环境监测技术规范》进行，具体见表 4.3.1-3。

表 4.3.1-3 环境空气质量监测分析方法一览表

检测项目	标准方法名称及编号	仪器设备
非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法 HJ 604-2017	真空箱采样器 MH3051 型

		SR-YQ-2200 SR-YQ-2201 SR-YQ-2202
		手持式气象站 RC-FY5 SR-YQ-2316
		气相色谱仪 GC-6890B SR-YQ-1145
TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法 HJ 1263-2022	低浓度恒温恒湿称重系统 JC-AWS9-2 SR-YQ-1135
		电子天平 FA135S SR-YQ-1020
		恒温恒流大气/颗粒物采样器 MH1205 型 SR-YQ-2207 SR-YQ-2208 SR-YQ-2209
		手持式气象站 RC-FY5 SR-YQ-2311

（5）监测结果

TSP、非甲烷总烃的具体监测数据及统计结果见表 4.3.1-4。

表 4.3.1-4 大气环境质量现状监测结果

监测点	污染物	平均时间	标准限值 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	达标情 况
A1	TSP	日均值	0.3	0.110~0.117	39	0	达标
	非甲烷总烃	小时值	2	0.44~0.71	35.5	0	达标
A2	TSP	日均值	0.3	0.109~0.117	39	0	达标
	非甲烷总烃	小时值	2	0.40~0.69	34.5	0	达标
A3	TSP	日均值	0.3	0.109~0.116	38.7	0	达标
	非甲烷总烃	小时值	2	0.57~0.78	39	0	达标

（6）评价标准

TSP 执行国家《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单中的二级标准限

值 $300\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准。

（7）评价结果

根据表 4.3.1-4 现状评价结果可以看出，监测点位 TSP 日均值满足国家《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单中的二级标准；非甲烷总烃小时均值满足《大气污染物排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。说明监测期间评价区域内环境空气质量较好。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水现状监测

（1）监测点位布设

从地下水等水位线图可看出，区域地下水的总径流方向均为西北至东南，局部地区受地势影响，详见附图 14-8~14-9。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，本次现状调查在本项目所在区域布设 8 个地下水水质监测点（包括潜水井 6 口，承压水井 2 口），点位分布和数量和监测频次均满足上述导则要求。

表 4.3.2-1 地下水水质及水位监测点位

编号	监测点位	检测层位	监测内容	坐标		位置	
				经度	纬度		
D1	九家子	潜水	水质, 水位	124.1961367	46.14944193	GY15-Q5-H11 西北侧 554 米	场地上游
D2	英格地房子	承压水	水质, 水位	124.299883	46.086202	GY15-Q5-H15 南侧 1.8Km	场地上游
D3	大革村	潜水	水质, 水位	124.1978645	45.90721103	GY2-Q9-H130 西侧 918 米	场地两侧
D4	西边界屯	潜水	水质, 水位	124.441208	46.037963	GY1907-Q9-H8 东南侧 1.659km	场地两侧
D5	勇进蒙古族村	潜水	水质, 水位	124.3508652	45.84542321	GY16-Q9-H111 北侧 2.21Km	场地下游
D6	喇嘛地房子	承压水	水质, 水位	124.333727	45.884921	GY16-Q9-H126 北侧 555 米	场地下游
D7	二等户屯	潜水	水质, 水位	124.3219007	45.79953601	GY16-Q9-H122 南侧 1.57km	场地下游
D8	大西岗子屯	潜水	水质, 水位	124.293657	45.89433551	GY2-Q9-H123 东侧 195 米	场地两侧

(2) 监测项目

结合项目特点, 根据环评报告的监测项目, 确定本工程地下水的监测项目为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬(六价)、铅、钡、石油类。提供监测井水位、井深、结构以及成井历史、使用功能等。

(3) 监测时间及频率

本次监测时间为 2025 年 7 月 9 日, 每个点位采样 1 次。

(4) 监测方法

各项目采样和分析方法均按《地下水质量标准》《地表水环境质量标准》等标准以及各类环境监测分析方法中规定的方法进行。

表 4.3.2-2 地下水监测项目及分析方法

检测项目	标准方法名称及编号	仪器设备
Na^+	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 EXPEC6500 SR-YQ-1119
K^+	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 EXPEC 6500 SR-YQ-1119
Ca^{2+}	水质 钙和镁的测定原子吸收分光光度法 GB/T11905-1989	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
Mg^{2+}	水质 钙和镁的测定原子吸收分光光度法 GB/T11905-1989	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
CO_3^{2-}	水和废水监测分析方法国家环境保护总局(第四版, 2002 年) 碱度酸碱指示剂滴定法	酸性滴定管 0mL-25mL SR-YQ-1296
HCO_3^-	水和废水监测分析方法国家环境保护总局(第四版, 2002 年) 碱度酸碱指示剂滴定法	酸性滴定管 0mL-25mL SR-YQ-1296
Cl^-	水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
SO_4^{2-}	水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
氯化物	水质 无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
钡	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 EXPEC 6500SR-YQ-1119

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

氨氮	水质 氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
硝酸盐	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
亚硝酸盐	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
挥发性酚类	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
硫化物	水质 硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	紫外可见分光光度计 752s SR-YQ-1050
氰化物	生活饮用水标准检验方法第 5 部分：无机非金属指标 GB/T5750.5-20237.1	紫外可见分光光度计 752s SR-YQ-1050
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光光度计 BAF-2000 SR-YQ-1027
总硬度	地下水水质分析方法第 15 部分：总硬度的测定 乙二醇四乙酸二钠滴定法 DZ/T0064.15-2021	碱性滴定管 0mL-25mL SR-YQ-1294
铅	水和废水监测分析方法国家环境保护总局（第四版 2002 年）石墨炉原子吸收法	岛津原子吸收分光光度计 AA-6880 SR-YQ-1090
氟化物	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
镉	水和废水监测分析方法国家环境保护总局（第四版 2002 年）石墨炉原子吸收法	岛津原子吸收分光光度计 AA-6880 SR-YQ-1090
铁	水质 铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法 GB/T11911-1989	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
锰	水质 铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法 GB/T11911-1989	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
高锰酸盐指数	水质 高锰酸盐指数的测定草酸钠还原酸性滴定法 HJ1445-2026	酸性滴定管 0mL-25mL SR-YQ-1296
可滤残渣	水和废水监测分析方法（第四版）国家环境 保护总局（2002 年）103~105℃烘干的可滤残渣	电子天平 FA1004 SR-YQ-1102
		电热鼓风干燥箱 101-0A SR-YQ-1113
总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 GB/T 5750.12-2023 5.1	电热恒温培养箱 3-1 DHP-9272B SR-YQ-1108
		立式压力蒸汽灭菌器 BXM-30R SR-YQ-1057
细菌总数	生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 GB/T 5750.12-2023 4.1	电热恒温培养箱 3-1 DHP-9272B

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

		SR-YQ-1108
		立式压力蒸汽灭菌器 BXM-30R SR-YQ-1057
硫酸盐	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-D100 SR-YQ-1141
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行) HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
六价铬	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标 GB/T 5750.6-2023	紫外可见分光光度计 752s SR-YQ-1050
铜	水和废水监测分析方法国家环境保护总局 (第四版 2002 年) 石墨炉原子吸收法	岛津原子吸收分光光度计 AA-6880 SR-YQ-1090
锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
铝	水和废水监测分析方法 国家环境保护总局 (第四版, 2002 年) 间接火焰原子吸收分光光度法	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
铬	水质 铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ757-2015	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
阴离子表面活性剂 (以 LAS 计)	水质 阴离子表面活性剂的测定亚甲蓝分光光度法 GB/T7494-1987	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
pH 值	水质 pH 值的测定电极法 HJ1147-2020	便携式 pH 计 PHB-5 型 SR-YQ-2285

(5) 监测结果

检测项目	检测点位及检测结果								限值
	D1 九家子	D2 英格地房子	D3 大革村	D4 西边界屯	D5 勇进蒙古族村	D6 喇嘛地房子	D7 二等户屯	D8 大西岗子屯	
K ⁺	3.03	3.06	2.88	2.97	3.03	3.24	3.41	3.21	—
Na ⁺	86.7	101	101	99.9	99.8	102	101	102	≤200
Ca ²⁺	33.0	46.7	55.8	49.7	61.8	59.5	37.0	54.2	—
Mg ²⁺	20.8	34.1	38.0	19.8	20.1	39.0	33.5	38.1	—
钡	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.70
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
铁	0.24	0.22	0.14	0.18	0.22	0.16	0.19	0.18	≤0.3
锰	0.13	0.12	0.08	0.10	0.08	0.08	0.09	0.08	≤0.10
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
pH 值	7.3	8.0	7.2	8.0	7.8	7.9	7.8	7.7	6.5~8.5
氨氮	0.355	0.280	0.359	0.346	0.294	0.334	0.296	0.350	≤0.50
挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
汞	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	≤0.001
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

氟化物	0.300	0.501	0.472	0.378	0.545	0.284	0.320	0.184	≤1.0
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	78.8	96.3	105	105	106	130	101	105	≤450
亚硝酸盐(以 N 计)	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	≤1.00
硝酸盐(以 N 计)	0.382	0.813	0.804	1.44	0.478	14.3	0.066	0.076	≤20.0
CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0	0	—
HCO ₃ ⁻	384	495	550	449	465	502	454	554	—
Cl ⁻	6.02	7.03	14.4	21.4	16.6	33.9	18.4	5.46	—
SO ₄ ²⁻	12.2	8.96	3.99	19.5	13.2	27.0	14.0	11.1	—
可滤残渣	164	201	218	217	219	271	210	219	≤1000
高锰酸盐指数	2.6	2.7	2.5	2.3	2.8	2.2	2.9	2.4	≤3.0
硫酸盐	12.2	8.96	3.99	19.5	13.2	27.0	14.0	11.1	≤250
氯化物	6.02	7.03	14.4	21.4	16.6	33.9	18.4	5.46	≤250
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	≤3.0
菌落总数	36	30	29	35	32	37	26	31	≤100
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02

表 4.3.2-4 地下水水位监测统计数据

序号	监测点位	井深 (m)	水位标高 (m)	水位标高 (m)
九家子	潜水	23	3.6	130
英格地房子	承压水	80	7.5	110
大革村	潜水	23	8.1	122.4
西边界屯	潜水	19	6.5	129.5
勇进蒙古族村	潜水	24	5.5	130.1
喇嘛地房子	承压水	130	4.6	140
二等户屯	潜水	22	5.3	129.3
大西岗子屯	潜水	25	6.9	130.2

4.3.2.2 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、耗氧量、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、氟化物、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物。

(2) 评价方法

评价采用标准指数法。

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法见公式如下：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L)；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L)。

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法见公式如下：

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

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

(3) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）限值。其他项目执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。

（4）评价结果

根据现状评价结果可以看出（详见表 4.3.2-5），区域第四系孔隙潜水水质各监测点位的监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

标准指数法计算结果见表 4.3.2-5。

表 4.3.2-6 地下水监测评价成果表（p 值）

监测项目	D1 九家子	D2 英格地房子	D3 大革村	D4 西边界屯	D5 勇进蒙古族村	D6 喇嘛地房子	D7 二等户屯	D8 大西岗子屯
pH 值	0.2	0.667	0.133	0.667	0.533	0.6	0.533	0.467
K ⁺	/	/	/	/	/	/	/	/
Na ⁺	0.433	0.505	0.505	0.5	0.5	0.51	0.505	0.51
Ca ²⁺	/	/	/	/	/	/	/	/
Mg ²⁺	/	/	/	/	/	/	/	/
钡	/	/	/	/	/	/	/	/
镉	/	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.8	0.73	0.47	0.6	0.73	0.53	0.63	0.6
锰	1.3	1.2	0.8	1	0.8	0.8	0.9	0.8
铅	/	/	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.71	0.56	0.718	0.692	0.588	0.668	0.592	0.7
挥发性酚类	/	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/	/
汞	/	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	/
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	/

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

氟化物	0.3	0.501	0.472	0.378	0.545	0.284	0.32	0.184
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	0.175	0.214	0.233	0.233	0.236	0.289	0.2249	0.2339
亚硝酸盐 (以 N 计)	/	/	/	/	/	/	/	/
硝酸盐 (以 N 计)	0.0191	0.04065	0.0402	0.072	0.0239	0.715	0.0033	0.0038
CO ₃ ²⁻	/	/	/	/	/	/	/	/
HCO ₃ ⁻	/	/	/	/	/	/	/	/
Cl ⁻	/	/	/	/	/	/	/	/
SO ₄ ²⁻	/	/	/	/	/	/	/	/
可滤残渣	0.164	0.201	0.218	0.217	0.219	0.271	0.21	0.219
高锰酸盐指数	0.867	0.9	0.833	0.767	0.933	0.733	0.967	0.8
硫酸盐	0.0488	0.03584	0.01596	0.078	0.0528	0.108	0.056	0.0444
氯化物	0.02408	0.02812	0.0576	0.0856	0.0664	0.1356	0.0736	0.02184
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.36	0.3	0.29	0.35	0.32	0.37	0.26	0.31
石油类	/	/	/	/	/	/	/	/
硫化物	/	/	/	/	/	/	/	/

4.3.2.3 区域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 4.3.2-6。

表 4.3.2-6 舒卡列夫分类表

超过 25%毫克当量的离子	HCO_3^-	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-+\text{Cl}^-$	SO_4^{2-}	$\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	Cl^-
Ca^{2+}	1	8	15	22	29	36	43
$\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	2	9	16	23	30	37	44
Mg^{2+}	3	10	17	24	31	38	45
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}$	4	11	18	25	32	39	46
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	5	12	19	26	33	40	47
$\text{Na}^++\text{Mg}^{2+}$	6	13	20	27	34	41	48
Na^+	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组: A 组 $<1.5\text{g/L}$, 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 $\text{M}<1.5\text{g/L}$, 阴离子只有 $\text{HCO}_3^- > 25\% \text{Meq}$, 阳离子只有 Ca 大于 $25\% \text{Meq}$ 。49-D 型, 表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水, 该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水, 或是大陆盐化潜水。

各监测点地下水化学类型计算和阴阳离子平衡见表 4.3.2-7。

表 4.3.2-7 各监测点地下水化学类型计算表

点位	序号	项目类别	监测值 (mg/L)	离子当量 (meq/L)	毫克当量数	阴阳离子总量	相对误差 %	毫克当量	矿化度 (g/L)
D1	1	SO ₄ ²⁻	12.2	48	0.254	6.719	-0.037	3.78%	0.269
	2	Cl ⁻	6.02	35.5	0.170			2.52%	
	3	HCO ₃ ⁻	384	61	6.295			93.69%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	3.03	39	0.078	7.231		1.07%	
	6	Na ⁺	86.7	23	3.770			52.13%	
	7	Ca ²⁺	33	20	1.650			22.82%	
	8	Mg ²⁺	20.8	12	1.733			23.97%	
D2	1	SO ₄ ²⁻	8.96	48	0.187	8.499	-0.063	2.20%	0.696

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

点位	序号	项目类别	监测值 (mg/L)	离子当量 (meq/L)	毫克当量数	阴阳离子总量	相对误差 %	毫克当量	矿化度 (g/L)
	2	Cl ⁻	7.03	35.5	0.198			2.33%	
	3	HCO ₃ ⁻	495	61	8.115			95.47%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	3.06	39	0.078	9.646		0.81%	
	6	Na ⁺	101	23	4.391			45.52%	
	7	Ca ²⁺	46.7	20	2.335			24.21%	
	8	Mg ²⁺	34.1	12	2.842			29.46%	
D3	1	SO ₄ ²⁻	3.99	48	0.083	9.505	-0.046	0.87%	0.766
	2	Cl ⁻	14.4	35.5	0.406			4.27%	
	3	HCO ₃ ⁻	550	61	9.016			94.86%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	2.88	39	0.074	10.422		0.71%	
	6	Na ⁺	101	23	4.391			42.14%	
	7	Ca ²⁺	55.8	20	2.790			26.77%	
	8	Mg ²⁺	38	12	3.167			30.38%	
D4	1	SO ₄ ²⁻	19.5	48	0.406	8.370	-0.011	4.85%	0.662
	2	Cl ⁻	21.4	35.5	0.603			7.20%	
	3	HCO ₃ ⁻	449	61	7.361			87.94%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	2.97	39	0.076	8.555		0.89%	
	6	Na ⁺	99.9	23	4.343			50.77%	
	7	Ca ²⁺	49.7	20	2.485			29.05%	
	8	Mg ²⁺	19.8	12	1.650			19.29%	
D5	1	SO ₄ ²⁻	13.2	48	0.275	8.366	-0.047	3.29%	0.269
	2	Cl ⁻	16.6	35.5	0.468			5.59%	
	3	HCO ₃ ⁻	465	61	7.623			91.12%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

点位	序号	项目类别	监测值 (mg/L)	离子当量 (meq/L)	毫克当量数	阴阳离子总量	相对误差 %	毫克当量	矿化度 (g/L)
	5	K ⁺	3.03	39	0.078	9.182		0.85%	
	6	Na ⁺	99.8	23	4.339			47.26%	
	7	Ca ²⁺	61.8	20	3.090			33.65%	
	8	Mg ²⁺	20.1	12	1.675			18.24%	
D6	1	SO ₄ ²⁻	27	48	0.563	9.747	-0.049	5.77%	0.767
	2	Cl ⁻	33.9	35.5	0.955			9.80%	
	3	HCO ₃ ⁻	502	61	8.230			84.43%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	3.24	39	0.083	10.743		0.77%	
	6	Na ⁺	102	23	4.435			41.28%	
	7	Ca ²⁺	59.5	20	2.975			27.69%	
	8	Mg ²⁺	39	12	3.250			30.25%	
D7	1	SO ₄ ²⁻	14	48	0.292	8.253	-0.05	3.53%	0.661
	2	Cl ⁻	18.4	35.5	0.518			6.28%	
	3	HCO ₃ ⁻	454	61	7.443			90.19%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	3.41	39	0.087	9.120		0.96%	
	6	Na ⁺	101	23	4.391			48.15%	
	7	Ca ²⁺	37	20	1.850			20.28%	
	8	Mg ²⁺	33.5	12	2.792			30.61%	
D8	1	SO ₄ ²⁻	11.1	48	0.231	9.467	-0.047	2.44%	0.768
	2	Cl ⁻	5.46	35.5	0.154			1.62%	
	3	HCO ₃ ⁻	554	61	9.082			95.93%	
	4	CO ₃ ²⁻	0	30	0.000			0.00%	
	5	K ⁺	3.21	39	0.082	10.402		0.79%	
	6	Na ⁺	102	23	4.435			42.63%	
	7	Ca ²⁺	54.2	20	2.710			26.05%	

点位	序号	项目类别	监测值 (mg/L)	离子当量 (meq/L)	毫克当量数	阴阳离子总量	相对误差 %	毫克当量	矿化度 (g/L)
	8	Mg ²⁺	38.1	12	3.175			30.52%	

根据上表计算结果，监测点位的阴阳离子毫克当量的相对误差均小于 5%，说明本次离子监测结果阴阳离子是平衡的，判定地下水水质监测数据合理可信。

通过以上计算，各监测点 TDS 均<1.5g/L，属于低矿化水。根据舒卡列夫分类法，各监测点的水化学类型见下表。

表 4.3.2-8 舒卡列夫水化学类型表

井号	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8
舒卡列夫水化学类型	7-A	5-A	5-A	4-A	4-A	5-A	6-A	5-A

(5) 地下水环境现状水位监测

根据当地地下水的分布和使用情况，确定地下水水位监测点位 8 个。地下水水位监测井情况见下表。

表 4.3.2-9 地下水水位监测井情况汇总

序号	检测点位	监测层位	井深 (m)	水位标高 (m)	检测指标
D1	九家子	潜水			
D2	英格地房子	承压水			
D3	大革村	潜水			
D4	西边界屯	潜水			
D5	勇进蒙古族村	潜水			
D6	喇嘛地房子	承压水			
D7	二等户屯	潜水			
D8	大西岗子屯	潜水			

4.3.2.4 现有场地包气带污染现状调查

(1) 包气带防污性能

评价区内第四系松散堆积层发育，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据评价区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 1.9~11.4m。包气带地层岩性主要为表层杂填土、粉质黏土及粉砂。

根据评价区内地质钻孔资料显示，按照土的成因、岩性及物理力学指标，评价区浅部地层 0.0~20.0m 哈尔滨组由上至下分为 5 层，分别为：杂填土、粉质黏土、粉砂、粉质黏土、黏土。

（2）监测点布设

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中相关要求，“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查”。

本项目为区块滚动开发扩建钻井工程项目（仅包含钻井阶段），石油开采工程地下水评价工作等级为二级；本项目均为新建井场，不涉及现有井场扩建，根据现有工程情况及本项目建设内容和分布情况，本次评价选取现有已建井场 GY1-Q9-H34 号井场内及井场北侧、已建井场 GY1-Q9-H26 号井场内及井场东侧，作为包气带监测点位。包气带污染土壤取柱状样，对样品进行清水浸溶试验，对浸溶液进行测试分析。取样点位置见表具体见表 4.3.2-10 及附图 15。

表 4.3.2-10 项目包气带监测点位及监测因子

序号	监测点位	坐标		点位说明	监测因子及频次
		经度	纬度		
B1	已建 GY1-Q9-H34 井场内	124.2818928	46.08708789	污染控制点	监测一次，监测因子主要为 pH、石油类、砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、锌。
B2	GY1-Q9-H34 井场北 200 米	124.2813778	46.08865038	清洁对照点	
B3	已建 GY1-Q9-H26 井场内	124.2152882	46.06071007	污染控制点	
B4	GY1-Q9-H26 井场东 200 米	124.2179275	46.0606654	清洁对照点	

（3）监测项目及分析方法

监测项目：pH、石油类、砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、锌，共 10 项，各监测项目分析方法见表 4.3.2-11。

表 4.3.2-11 监测项目分析方法

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

检测项目	标准方法名称及编号	仪器设备
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	实验室 PH 计 PHS-3C SR-YQ-1045
石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2018	红外分光测油仪 GR-5020 SR-YQ-1052
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光光度计 BAF-2000 SR-YQ-1027
镉	水质铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T7475-1987	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
镍	水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11912-1989	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
铜	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB /T 7475-1987	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
铅	水质铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T7475-1987	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363
铬（六价）	水质 六价铬的测定-二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 7467-1987	紫外可见分光光度计 752s SR-YQ-1050
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 BAF-2000 SR-YQ-1027
锌	水质铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T7475-1987	原子吸收分光光度计 TAS-990 AFG SR-YQ-1363

（4）采样时间及频次

监测时间分别为 2026 年 8 月 29 日，取一次样。

（5）监测结果与评价

本次现有场地包气带现状监测统计结果见表 4.3.2-12。

通过本次对现有工程包气带的监测结果可知，油气田开发的特征因子挥发性酚类、石油类以及其他监测因子（如：总汞、总砷、镉、镍、铜、铅、六价铬）的浓度均低于设备检出限，说明本项目现有工程未对区域内包气带造成影响。

根据引用的站内和站外清洁对照点的包气带监测结果可知，现有工程站内污染控制点和站外清洁对照点包气带中特征污染物石油类以及其他监测因子均为未检出，表明各污染控制点与清洁对照点各监测因子基本一致。因此，本项目现有工程所在区域包气带未被污染。

表 4.3.2-12 包气带现状调查结果

监测项目	检测点位及检测结果				标准限值 mg/L	达标情况
	B1	B2	B3	B4		
pH（无量纲）	7.58	7.61	7.44	7.38	6.5~8.5	达标
砷（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.01	达标
镉（mg/L）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.005	达标
铅（mg/L）	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.01	达标
铬（六价） （mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05	达标
汞（mg/L）	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	0.001	达标
石油类（mg/L）	1.10	1.22	1.06	1.15	0.05	达标
镍（mg/L）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.02	达标
铜（mg/L）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	1	达标
锌（mg/L）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	1	达标

4.3.3 地表水环境质量现状调查与评价

本项目所在区域涉及的地表水体主要为连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、哈拉黑泡、北兴泡子、西格勒吐泡子、三十里台泡、前红河泡、东葫芦岱南泡、前道拉堡泡及其他 7 处无名水泡等地表水体，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），未对本项目周围的地表水体进行功能区划分。由于地表水体南部引嫩总干渠、南部引嫩总干渠主要功能为农业用水，参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准。

4.3.3.1 现状监测

（1）监测点位

本项目为钻井工程，不涉及穿越工程，施工期间废水不外排。考虑本项目区块为开发前期，为充分掌握地表水水体情况，特布设 9 个地表水环境监测点位，具体监测点布设见表 4.3.3-1 及附图 15。

表 4.3.3-1 地表水现状监测点位

序号	监测点位	地理坐标		位置
		经度	纬度	
S1	无名泡 1#	124.2814636	45.83645405	GY16-Q9-H103 西北侧 316 米
S2	无名泡 2#	124.3332624	45.87288961	GY16-Q9-H126 南侧 820 米
S3	哈拉黑泡	124.2835236	46.13440796	GY15-Q5-H6 北侧 590 米
S4	北兴泡子	124.3263531	46.12322496	GY15-Q5-H11 东南侧 1km
S5	连南引水渠道上游	124.2785454	46.15153496	GY15-Q5-H6 北侧 2.4km
S6	连南引水渠道中游	124.4115347	46.09186104	GY1906-Q9-H14 西北侧 245 米
S7	连南引水渠道下游	124.4201875	46.08489258	GY1906-Q9-H4 东南侧 560 米
S8	吴家窑南泡	124.431839	46.05316063	GY1907-Q9-H8 东北侧 1347 米
S9	无名泡 7#	124.2783737	45.89574304	GY2-Q9-H123 西侧 996 米

（2）监测项目和频次

结合项目特点，根据环评报告的监测项目，确定本工程地表水的监测因子为 pH、COD、BOD₅、氨氮、悬浮物、石油类、挥发酚、硫化物、总磷、阴离子表面活性剂、

汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅。

监测时间：本次监测时间为 2026 年 8 月 27 日-29 日。

监测频次：连续监测 3 天，每天 1 次。

(3) 监测项目及分析方法

各项目采样和分析方法均按《地表水环境质量标准》《环境影响评价技术导则》《环境监测分析方法》中的规定方法进行。

表 4.3.3-2 地表水监测项目及分析方法

检测项目	标准方法名称及编号	仪器设备
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度 HJ 535-2009	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
BOD ₅	水质 五日生化需氧量（BOD ₅ ）的测定 稀释与接种法 HJ 505-2009	便携式溶解氧测定仪 JPB-607A SR-YQ-2059
		生化培养箱 LRH-250A SR-YQ-1155
阴离子表面活性剂（以 LAS 计）	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB/T 7494-1987	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ828-2017	酸性滴定管 0mL-50mL SR-YQ-1297
总磷	水质 总磷的测定 钼酸铵分光光度法 GB/T11893-1989	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
		立式压力蒸汽灭菌器 BXM-30R SR-YQ-1110
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 TU-1810PC SR-YQ-1117
悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB/T 11901-1989	电子天平 FA1004 SR-YQ-1102
		电热鼓风干燥箱 101-0A SR-YQ-1113
铬（六价）	水质 六价铬的测定-二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T7467-1987	紫外可见分光光度计 752s SR-YQ-1050
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	紫外可见分光光度计 752s

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

		SR-YQ-1050
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 BAF-2000 SR-YQ-1027
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光光度计 BAF-2000 SR-YQ-1027
镉	水和废水监测分析方法 国家环境保护总局（第四版 2002 年）石墨炉原子吸收法	岛津原子吸收分光光度计 AA-6880 SR-YQ-1090
铅	水和废水监测分析方法 国家环境保护总局（第四版 2002 年）石墨炉原子吸收法	岛津原子吸收分光光度计 AA-6880 SR-YQ-1090
总铬	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 EXPEC 6500SR-YQ-1119
镍	水质 32 种元素的测定电感耦合等离子体发射光谱法 HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 EXPEC 6500SR-YQ-1119
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ1147-2020	便携式 pH 计 PHB-5 型 SR-YQ-2280
		便携式 pH 计 PHB-5 型 SR-YQ-2286

监测结果：监测结果见表 4.3.3-3（1）-（4），监测报告见附件 3。

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

表 4.3.3-3 (1) 地表水环境现状监测结果 (2026 年 8 月 27 日)

监测点位	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	标准限值	达标情况
pH 值 (无量纲)	8.6	8.0	8.8	8.7	8.5	8.3	7.8	8.7	7.8	6~9	达标
BOD ₅	9.9	8.8	9.0	8.8	9.4	8.8	8.3	9.1	8.7	≤10	达标
COD	36	26	28	26	26	27	23	26	25	≤40	达标
氨氮	1.32	1.54	1.48	1.36	1.61	1.52	1.28	1.37	1.62	≤2.0	达标
总磷	0.31	0.38	0.29	0.30	0.32	0.31	0.28	0.34	0.28	≤0.4	达标
镍	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02	达标
总铬	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	/	/
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.01	达标
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.1	达标
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤1.0	达标
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.1	达标
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.1	达标
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.1	达标
汞	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	≤0.001	达标
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤1.0	达标
阴离子表面活性剂 (以 LAS 计)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	≤0.3	达标
悬浮物	47	54	42	52	47	51	50	48	51	/	/

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

表 4.3.3-3 (2) 地表水环境现状监测结果 (2026 年 8 月 28 日)

监测点位	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	标准限值	达标情况
pH 值 (无量纲)	8.4	7.9	8.6	8.5	8.4	8.2	7.6	8.4	7.6	6~9	达标
BOD ₅	9.0	9.4	8.6	9.0	9.3	8.7	9.2	9.2	9.3	≤10	达标
COD	28	34	22	26	36	26	30	34	32	≤40	达标
氨氮	1.44	1.32	1.58	1.48	1.38	1.64	1.56	1.57	1.49	≤2.0	达标
总磷	0.34	0.31	0.37	0.31	0.29	0.33	0.29	0.35	0.27	≤0.4	达标
镍	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02	达标
总铬	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	/	/
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.01	达标
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.1	达标
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤1.0	达标
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.1	达标
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.1	达标
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.1	达标
汞	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	≤0.001	达标
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤1.0	达标
阴离子表面活性剂 (以 LAS 计)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	≤0.3	达标
悬浮物	52	58	44	56	44	54	53	47	55	/	/

表 4.3.3-3（3） 地表水环境现状监测结果（2026 年 8 月 29 日）

监测点位	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	标准限值	达标情况
pH 值（无量纲）	8.4	7.9	8.6	8.6	8.1	8.2	7.6	8.5	7.5	6~9	达标
BOD ₅	9.3	9.4	8.4	9.2	9.3	9.4	9.8	8.5	9.9	≤10	达标
COD	30	32	21	34	32	36	36	21	36	≤40	达标
氨氮	1.28	1.64	1.48	1.52	1.43	1.44	1.42	1.44	1.58	≤2.0	达标
总磷	0.35	0.28	0.32	0.32	0.36	0.30	0.36	0.32	0.30	≤0.4	达标
镍	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02	达标
总铬	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	/	/
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.01	达标
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.1	达标
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤1.0	达标
铬(六价)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.1	达标
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.1	达标
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.1	达标
汞	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	≤0.001	达标
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤1.0	达标
阴离子表面活性剂 （以 LAS 计）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	≤0.3	达标
悬浮物	41	49	50	53	49	52	55	49	52	/	/

4.3.3.2 现状评价

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

4.3.4 声环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 现状监测

（1）监测点布设

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021），“评价范围内具有代表性的声环境保护目标的声环境质量现状需要现场监测，其余声环境保护目标的声环境质量现状可通过类比或现场监测结合模型计算给出”，结合项目特征，本次评价对项目井场 200m 范围内声环境敏感目标、距离拟建进场较近的声环境敏感目标及项目施工期的部分井场噪声背景进行了监测进行监测，根据本项目布设位置情况，在本项目所在区域共布设 3 个监测点，监测点布设见表 4.3.4-1，具体监测点位见附图 15。

表 4.3.4-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点位	经度	纬度	与项目距离	备注
Z1	甘柱屯	124.311558	45.83605415	GY16-Q9-H107 东北侧 330 米	敏感目标
Z2	大西岗子屯	124.2936623	45.89472753	GY2-Q9-H122 东侧 198 米	敏感目标
Z3	GY25-Q9-H116 井场	124.27778625	45.96524487	GY25-Q9-H116 井场	拟建井场

（2）监测项目和频次

本工程声环境的监测因子为连续等效 A 声级。

监测时间：本次监测时间为 2026 年 8 月 27 日-28 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

（3）监测结果

本项目声环境现状监测结果见表 4.3.4-2，监测报告见附件 3。

表 4.3.4-2 噪声监测数据表单位：dB (A)

监测日期 监测点位	2026 年 8 月 27 日		达标情况	2026 年 8 月 28 日		达标情况	限制
Z1	昼间	46	达标	昼间	44	达标	60
	夜间	38	达标	夜间	37	达标	50
Z2	昼间	46	达标	昼间	46	达标	60
	夜间	38	达标	夜间	39	达标	50
Z3	昼间	41	达标	昼间	42	达标	60
	夜间	35	达标	夜间	36	达标	50

4.3.4.2 现状评价及结果

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，本项目井场外 1m 外声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

本项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，本项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.5.1 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、黑钙土、盐土、砂姜黑土等，本项目区域土壤类型分布图见附图 17。

(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）黑钙土

黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在 17~35cm 之间，有机质含量一般在 2~3% 左右，高者可达 4%，少者 1%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。

（4）盐土

大庆市的盐土主要分布在松嫩平原中部，地势低洼，容易积水，导致土壤盐分积累。盐分的来源包括自然因素和人为因素。自然因素如气候干燥、蒸发量大等导致盐分积累；人为因素如过度灌溉和不合理的土地利用方式也会加剧土壤盐渍化。

（5）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。

（6）砂姜黑土

砂姜黑土是一种典型的东北地区土壤类型，主要分布在吉林、黑龙江等地。其颜

色呈黑棕色，质地疏松，排水性良好，具有较强的保水保肥能力，适合种植各种作物。砂姜黑土中含有丰富的有机质和矿物质，对于植物的生长发育有很好的促进作用。砂姜黑土的形成主要受气候、地形、岩石及植被等因素的影响。我国东北地区是典型的寒温带大陆性气候，在长时间的冻融作用下，岩石分解成土壤的速度较慢，有机质逐渐富集，最终形成了砂姜黑土。该种土壤中的养分大多来源于植物及其残留物的分解，因此具有较好的营养成分。

4.3.5.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等，本次监测报告理化性质调查时间为 2025 年 8 月 29 日，具体土壤理化特性调查见表 4.3.5-1（1）-（3）。

表 4.3.5-1（1） 土壤理化性质调查表

检测因子 \ 采样地点		检测点位及检测结果		
		T1 GY15-Q2-H16所在井场内		
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
现场记录	颜色	灰(暗)	灰(暗)	灰(暗)
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	<10%	<10%	<10%
	其他异物	植物根系	无	无
实验室测定	阳离子交换量 (cmol/kg)	15.07	14.79	13.41
	氧化还原电位(mv)	347	351	355
	土壤容重 (g/cm ³)	1.22	1.21	1.29

表 4.3.5-1（2） 土壤理化性质调查表

检测因子 \ 采样地点		检测点位及检测结果		
		T2 GY25-Q9-H109所在井场内		
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
现场	颜色	棕色	棕色	棕色

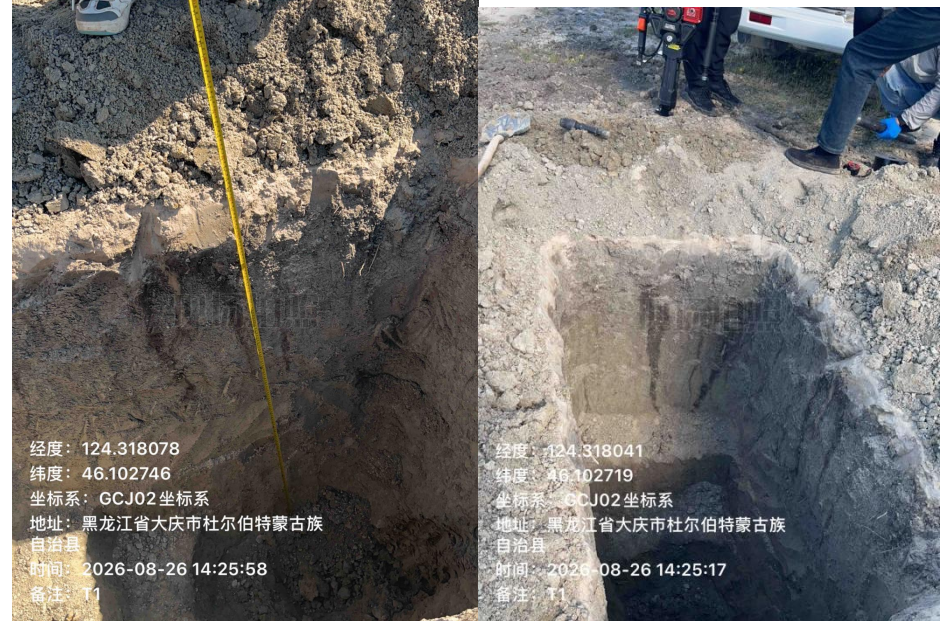
页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

记录	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	<30%	<30%	<30%
	其他异物	植物根系	无	无
实验室测定	阳离子交换量 (cmol/kg)	12.94	13.51	18.52
	氧化还原电位(mv)	354	355	358
	土壤容重 (g/cm ³)	1.17	1.23	1.25

表 4.3.5-1 (3) 土壤理化性质调查表

检测因子 \ 采样地点		检测点位及检测结果		
		T3 GY1907-Q9-H2所在井场内		
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	< 30%	< 30%	< 30%
	其他异物	植物根系	无	无
实验室测定	阳离子交换量 (cmol/kg)	16.17	15.22	16.47
	氧化还原电位(mv)	357	354	353
	土壤容重 (g/cm ³)	1.23	1.18	1.23

表 4.3.5-2 采样剖面照片和周围景观一览表

点位	土壤剖面照片
GY15-Q2-H 16	 经度：124.318078 纬度：46.102746 坐标系：GCJ02 坐标系 地址：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族 自治县 时间：2026-08-26 14:25:58 备注：T1 经度：124.318041 纬度：46.102719 坐标系：GCJ02 坐标系 地址：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族 自治县 时间：2026-08-26 14:25:17 备注：T1
GY25-Q9-H 109	 经度：124.303113 纬度：45.999050 坐标系：GCJ02 坐标系 地址：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自 治县注台 时间：2026-08-26 12:13:19 备注：T2

点位	土壤剖面照片
GY1907-Q9-H2	 现场拍照 经度：124.408451 纬度：46.047659 坐标系：GCJ02坐标系 地址：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县划界屯 时间：2026-08-26 09:16:04 备注：T3

4.3.5.3 土壤采样及监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中现状监测布点类型与数量要求，并结合项目井区分布及评价工作等级，本次土壤环境质量现状评价采用资料收集及现状监测的方法开展工作。

（1）布点原则

- 1）根据项目土壤环境影响类型、评价工作等级，采用均布性与代表性相结合的原则，使监测点充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。
- 2）调查评价范围内，开发井区涉及的典型土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域；
- 3）涉及入渗途径影响的，主要装置区布置柱状样监测点；
- 4）线性工程应重点在站场位置设置监测点；

5) 评价等级为一级、二级的改扩建项目, 在现有工程场界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点;

6) 建设项目占地范围及其可能影响区域的土壤环境已存在污染风险的, 应结合用地历史资料和现状调查情况, 在可能受影响最重的区域布设监测点。

7) 生态影响型建设项目应根据建设项目所在地地形特征、地面径流方向设置表层样监测点。

(2) 布点数量要求

污染影响型建设项目一级评价监测布点类型及数量要求见表 4.3.5-3。此外, 根据导则要求, 生态影响型建设项目可优化调整占地范围内、外监测点数量, 保持总数不变; 污染影响型建设项目占地范围超过 100hm² 的, 每增加 20hm² 增加 1 个监测点。

表 4.3.5-3 土壤环境现状监测布点类型与数量要求

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	污染影响型	5 个柱状样点 a, 2 个表层样点 b	4 个表层样点
二级	污染影响型	3 个柱状样点 a, 1 个表层样点 b	2 个表层样点
一级	生态影响型	5 个表层样点	6 个表层样点
二级	生态影响型	3 个表层样点	4 个表层样点
a 柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样; b 表层样应在 0~0.2m 取样。			

(3) 监测点位布设

根据土壤导则及本项目占地土壤类型、土地利用类型、评价工作等级、井场分布, 采用均布性和代表性相结合的原则, 结合项目所在地区的地形特征、地面径流方向, 共布设了 16 个土壤监测点, 其中区域内柱状样 5 个, 表层样 5 个, 区域外表层样 6 个。监测布点见表 4.3.5-4, 监测点位图见附图 15、监测点位与土壤类型对照图见附图 18。

表 4.3.5-4 土壤监测点位表

序号	点位	经度	纬度	监测层位	备注
T1	GY15-Q2-H16 所在井场内	124.3115881	46.10077699	采取柱状样, 在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	占地内 (柱状)
T2	GY25-Q9-H109 所在井场内	124.2942563	45.99561366		占地内 (柱状)

T3	GY1907-Q9-H2 所在井场内	124.4021857	46.04523515		占地内 (柱状)
T4	GY2-Q9-H121 所在井场内	124.2777581	45.92766599		占地内 (柱状)
T5	GY25-Q9-H132 所在井场内	124.2792755	45.94319568		占地内 (柱状)
T6	GY25-Q5-H2 所在井场内	124.2260628	45.98370715	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地内 (表层)
T7	GY16-Q9-H120 所在井场内	124.3186117	45.81481108		占地内 (表层)
T8	GY2-Q9-H105 所在井场内	124.2559791	45.94408391		占地内 (表层)
T9	GY1-V1-I 所在井场内	124.1547534	46.06189421		占地内 (表层)
T10	GY1906-Q9-H10 所在井场内	124.3982254	46.09154487		占地内 (表层)
T11	GY25-Q9-H103 东 50 米	124.2237049	45.98375469		占地外 (表层)
T12	GY2-Q9-H102 东 100 米	124.2407799	45.94445069	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地外 (表层)
T13	GY2-Q9-H105 西 50 米	124.2553496	45.94407021		占地外 (表层)
T14	GY16-Q9-H113 东 50 米	124.2709601	45.81100002		占地外 (表层)
T15	GY1-V1-I 东 50 米	124.1554105	46.06189376		占地外 (表层)
T16	GY1906-Q9-H10 东 50 米	124.3988746	46.0915597		占地外 (表层)

(4) 监测项目

T1、T3 监测指标: pH、石油类、石油烃 (C₆~C₉)、石油烃 (C₁₀~C₄₀)、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。

T2、T4~T14 监测指标：pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）

T15、T16 监测指标：pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌

（5）监测时间及频率

本次实测时间是 2026 年 8 月 29 日，一次性采样。

（6）监测结果

监测结果见表 4.3.5-5-表 4.3.5-7，监测报告见附件 3。

表 4.3.5-5（1） 占地范围内建设用地土壤现状监测结果（柱状样）

检测点位 检测项目	T1			T3			限值 mg/kg	达标情况
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m		
砷	2.18	2.22	2.45	2.97	2.80	2.70	60	达标
镉	0.13	0.10	0.12	0.12	0.11	0.09	65	达标
铬（六价）	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	5.7	达标
铜	30	24	32	30	28	31	18000	达标
铅	30.6	25.7	22.4	30.3	27.1	23.3	800	达标
汞	0.108	0.106	0.098	0.116	0.168	0.162	38	达标
镍	22	30	26	26	33	24	900	达标
四氯化碳	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	2.8	达标
氯仿	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.9	达标
1,1-二氯乙烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	9	达标
1,2-二氯乙烷	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	5	达标
1,1-二氯乙烯	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	66	达标
顺-1,2-二氯乙烯	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	596	达标
反-1,2-二氯乙烯	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	54	达标
二氯甲烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	616	达标
1,2-二氯丙烷	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	5	达标
1,1,1,2-四氯乙烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	10	达标
1,1,2,2-四氯乙烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	6.8	达标

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

四氯乙烯	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	53	达标
1,1,1-三氯乙烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	840	达标
1,1,2-三氯乙烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	2.8	达标
三氯乙烯	0.009L	0.009L	0.009L	0.009L	0.009L	0.009L	2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.5	达标
氯乙烯	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.43	达标
苯	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	4	达标
氯苯	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	270	达标
1,2-二氯苯	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	560	达标
1,4-二氯苯	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	0.008L	20	达标
乙苯	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	28	达标
苯乙烯	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	1290	达标
甲苯	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	1200	达标
间二甲苯+对二甲苯	0.009L	0.009L	0.009L	0.009L	0.009L	0.009L	570	达标
邻二甲苯	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	640	达标
硝基苯	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	76	达标
苯胺	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	260	达标
2-氯酚	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	2256	达标
苯并[a]蒽	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	15	达标
苯并[a]芘	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	1.5	达标
苯并[b]荧蒽	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	15	达标
苯并[k]荧蒽	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	151	达标
蒽	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	1293	达标
二苯并[a, h]蒽	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	1.5	达标
茚并[1,2,3-cd]芘	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	15	达标
萘	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	70	达标
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	40	45	46	41	46	40	4500	达标
pH 值（无量纲）	7.61	7.55	7.40	7.51	7.37	7.44	/	背景调查值

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

石油烃(C ₆ -C ₉)	3.4	3.51	3.42	3.24	3.40	3.04	/	背景调查值
石油类	36	14	8	38	19	9	/	背景调查值

表 4.3.5-5（2） 占地范围内建设用地土壤现状监测结果（柱状样）

检测点位 检测项目	T2			T4			T5			限值 (mg/kg)	达标情况
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m		
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	46	42	44	46	44	42	42	41	40	4500	达标
pH 值（无量纲）	7.58	7.54	7.47	7.38	7.33	7.43	7.48	7.40	7.36	/	背景调查值
石油烃(C ₆ -C ₉)	3.11	2.70	2.89	2.76	2.86	3.54	3.19	2.76	3.04	/	背景调查值
石油类	26	13	8	32	13	6	38	14	7	/	背景调查值

表 4.3.5-6 占地范围内建设用地土壤现状监测结果（表层样）

检测点位 检测项目	T6	T7	T8	T9	T10	限值 mg/kg	达标情况
	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	36	46	38	38	37	4500	达标
pH 值（无量纲）	7.36	7.37	7.33	7.38	7.34	/	背景调查值
石油烃(C ₆ -C ₉)	3.14	3.25	3.15	3.08	3.06	/	背景调查值
石油类	10	12	16	10	15	/	背景调查值

表 4.3.5-7（1）占地范围外农用地土壤现状监测结果（表层样）

检测点位 检测项目	T11	T12	T13	T14	限值 mg/kg	达标情况
	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m		
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	43	38	38	34	4500	达标
pH 值（无量纲）	7.46	7.47	7.45	7.40	/	背景调查值
石油烃(C ₆ -C ₉)	2.56	2.61	3.11	2.97	/	背景调查值
石油类	15	12	17	19	/	背景调查值

表 4.3.5-7（2）占地范围外农用地土壤现状监测结果（表层样）

检测点位 检测项目	T15	T16	限值 mg/kg	达标情况
	0-0.2m	0-0.2m		
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	36	40	4500	达标
石油烃(C ₆ -C ₉)	3.14	2.84	/	背景调查值
石油类	23	20	/	背景调查值
镉	0.13	0.13	0.3	达标
汞	0.138	0.102	1.8	达标
砷	1.85	2.07	40	达标
铅	32.2	30.9	90	达标
铬	22	24	150	达标
铜	24	26	50	达标
镍	26	28	70	达标
锌	24	27	200	达标

PH 值	6.27	6.34	5.5<ph≤6.5	达标
------	------	------	------------	----

4.3.5.4 土壤现状评价

(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) 评价标准

工程占地范围内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第二类用地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）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）。

(3) 现状评价结果分析

根据监测结果可知，评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均不超过国家《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地各项污染物含量均不超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，评价指数均 <1 ，区域土壤环境未受到周围油田开发影响。

4.4 生态环境现状调查与评价

4.4.1 调查概况

4.4.1.1 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距离一般湿地 1km 内井场周围 1km 范围及其余井场周围 50m 范围，评价范围为 2757hm²。

调查区域涵盖了区域自然系统生态完整性维护和敏感生态目标保护所需要的区域，其中特别关注：项目直接影响区，如黑龙江省一般湿地区；可能受到工程实施间接影响的野生动物生境。

4.4.1.2 调查内容

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

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 4.4.1-1 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

4.4.2 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 911.19hm²，占比为 33.05%。其次为天然牧草地为主，面积为 461.25hm²，占比为 16.73%。

表 4.4.2-1 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	29.5	1.07
	0102 水浇地	1.38	0.05
	0103 旱地	911.19	33.05
	0104 果园	0	0.00
02 森林	0201 乔木森林	191.89	6.96
	0202 其他森林	66.17	2.40
03 草地	0301 天然牧草地	461.25	16.73

	0302 其他草地	212.84	7.72
04 工矿用地	0401 工业用地	0.28	0.01
	0402 采矿用地	12.13	0.44
05 商业服务业用地	0501 物流仓储用地	0	0.00
	0502 商业服务业设施用地	0.28	0.01
06 住宅用地	0601 农村宅基地	28.67	1.04
	0602 城镇住宅用地	2.48	0.09
07 公共管理与公共服务用地	0701 公用设施用地	0	0.00
	0702 广场用地	0.28	0.01
	0703 机关团体新闻出版用地	0.28	0.01
	0704 科教文卫用地	0	0.00
08 交通运输用地	0801 公路用地	13.78	0.50
	0802 城镇村道路用地	1.37	0.05
	0803 农村道路	32.81	1.19
09 水域及水利设施用地	0901 湖泊水面	26.19	0.95
	0902 坑塘水面	119.65	4.34
	0903 沟渠	5.79	0.21
	0904 沼泽地	203.74	7.39
	0905 水工建筑用地	3.03	0.11
	0906 水库水面	147.50	5.35
	0907 养殖坑塘	0.55	0.02
10 其他土地	1001 盐碱地	282.04	10.23
	1002 裸土地	0.83	0.03
	1003 设施农用地	1.10	0.04
合计		2757	100

4.4.3 陆生生态现状调查

4.4.3.1 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，根据建设项目地点，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 2026 年 8 月 1-3 日进行了补充调查。

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 20m×20m、草本样方面积为 1m×1m（若观测区域草地群落分布呈斑块状、较为稀疏或草本植物高大，应将样方扩大至 2m×2m）；乔木样方调查植株种名、高度、胸径、株数、郁闭度等指标，灌木和草本样方中需调查植株种名、高度、多度（多度按七级制计量，分别为：Soc.极多；Cop3.很多；Cop2.多；Cop1.尚多；Sp.不多且分散；Sol.很少而稀疏；Un.个别或单株。）、盖度等群落特征。并利用 GPS、罗盘等测定、记录样方的经纬度等地理信息。

3) 样方信息统计

根据评价区植被类型图，结合工程布置情况，在评价范围内的典型植被群系进行现场调查。本次调查了评价区内森林植被型组群系 2 种，为白桦林群系和榆林群系；草本植物植被型组群系 2 种，分别为羊草杂类草草甸草原、一年一熟粮食作物及耐寒经济作物；1 种水体植被型组群系；1 种人工建筑物和裸地，共设置了 15 个植被调查

样方。本项目植物样方调查均布设于项目临时占地周边，调查类型涵盖评价范围内 6 种群系，样方数量满足导则中“二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个”的要求；调查样方重点布设于项目井场及进场道路临时占地周边区域，能够代表该区域的主要植被特征样方，设置基本合理。由于农业植被受季节性及人为干扰影响很大，本次农业植被调查通过当地居民采访和照片记录的方式进行。考虑到安全性和可达性，对于无法实地到达的群系，通过无人机航拍、资料查询、周边相同群系调查的方式完善无法实地到达群系的调查结果。调查样方表如下。样方设置见附图。

表 4.4.3-1 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	124.297	46.130	132	20×20	杨树群系	森林	GY1-Q9-H11 井场东北侧 30m 处
2	124.301	46.0942	132	20×20	杨树群系	森林	GY1-Q9-H117 井场东侧 50m 处
3	124.2997	46.009	131	20×20	杨树群系	森林	GY1-Q9-H47 井场西北侧 5m 处
4	124.3327	45.985	129	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H109 井场东南侧 40m 处
5	124.3409	45.8823	129	20×20	榆树群系	森林	GY12-Q9-H94 井场东侧 50m 处
6	124.3145	46.1034	129	20×20	榆树群系	森林	GY1-Q9-H15 井场南侧 50m 处
7	124.2693	46.1698	129	1×1	羊草群系	草地	GY1-Q9-H5 井场南侧 40m 处
8	124.2067	45.9188	129	1×1	羊草群系	草地	GY1-Q9-H26 井场北侧 8m 处 (骆驼脖子分场附近)
9	124.1705	45.9442	136	1×1	羊草群系	草地	GY1-Q9-H11 井场北侧 210m 处
10	124.2888	46.1427	130	1×1	芦苇群系	湿地	GY1-Q9-H7 井场东南侧 21m 处
11	124.2398	46.1604	132	1×1	芦苇群系	湿地	GY1-Q9-H7 井场东南侧 540m 处
12	124.1752	45.9189	128	1×1	芦苇群系	湿地	GY1-Q9-H22 (耕地) 井场西南侧 36m 处
13	124.2357	46.1034	128	1×1	蒲草群系	湿地	GY1-Q9-H19 (耕地) 井场东侧 41m 处
14	124.1895	46.1248	128	1×1	蒲草群系	湿地	GY1-Q9-H12 (耕地) 井场东侧 55m 处
15	124.2243	46.0813	130	1×1	蒲草群系	湿地	GY1-Q9-H20 井场西侧 40m 处

备注：1-6 样方为本次调查的样方，7-9 样方为引用《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》，10-15 样方引自《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。

4) 植物多样性调查

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

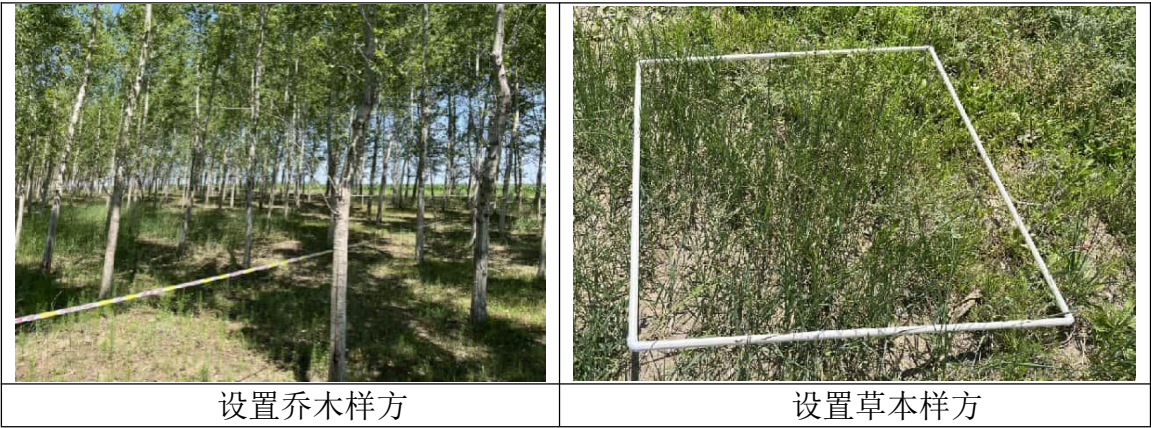


图 4.4.3-1 现场样方、样线调查图

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 4.4.3-2 评价区维管植物科属种统计表

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

②植物区系分布

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

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

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

表 4.64.3-2 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 hm²

植被类型					
植被组	植被型	植被亚型	群系	面积	占比（%）
阔叶林	落叶阔叶林	温带落叶阔叶林	杨林	184.44	6.96
		沙地落叶阔叶林	黄榆林	66.17	2.40
草原	草甸草原	典型草甸草原	羊草杂草类草甸草原	674.09	24.45
栽培植被	--	--	一年一熟粮食作物及耐寒经济作物	941.79	34.16
沼泽与水生植被	草本沼泽	草甸沼泽	芦苇沼泽	203.74	7.39
非植被类型					
类型			水体	299.96	10.88
			无植被覆盖区	379.36	13.76

(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。

	
森林样方	森林样方
	
森林样方	白杨树林

图 4.4.3-2 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，主要分布在森林旁、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。

	
羊草群系样方	羊草群系样方
	
羊草群系样方	羊草群系样方

图 4.4.3-3 现场样方调查图

3) 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。

	
芦苇群系样方	芦苇群系样方
	
芦苇群系样方	芦苇湿地

图 4.4.3-4 现场样方调查图

4) 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。

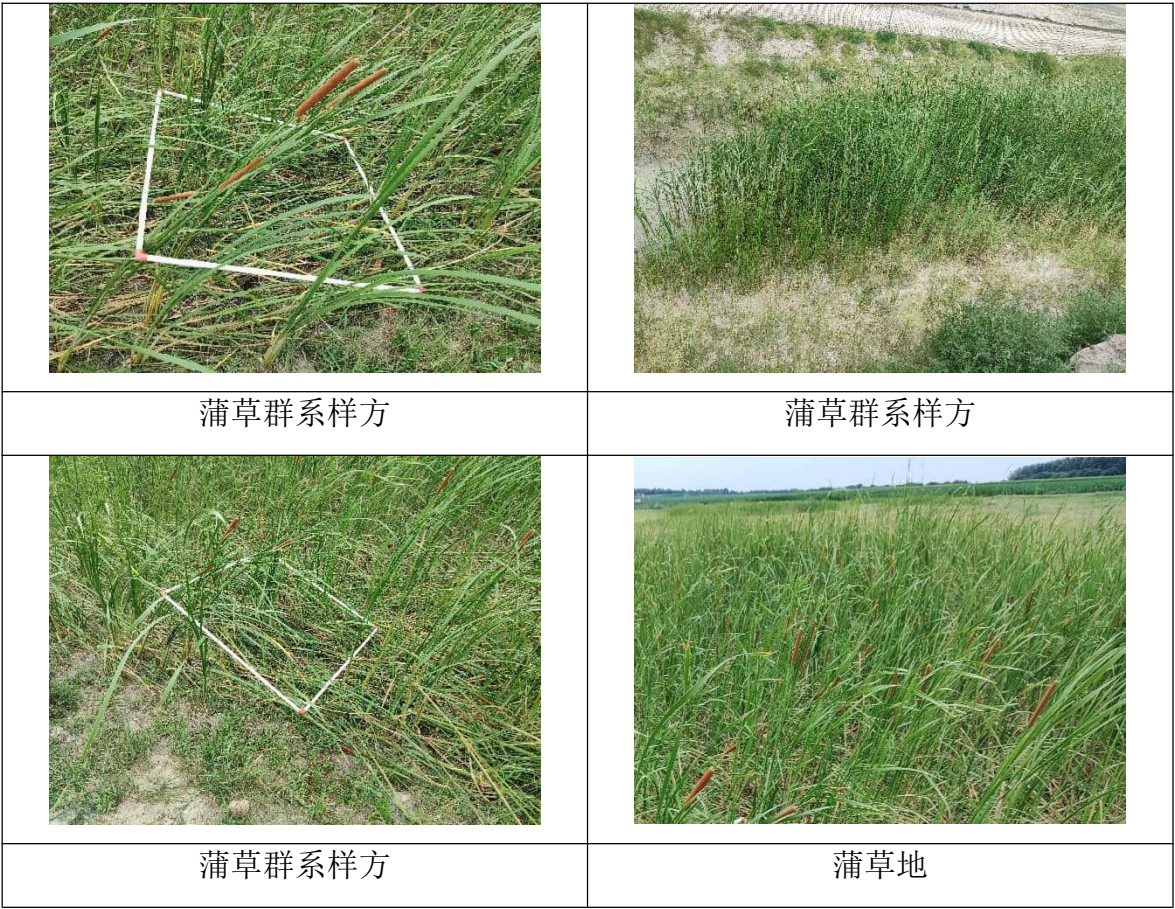


图 4.4.3-5 现场样方调查图

5) 农业植被

评价区内耕地面积占比较大，为 955.85hm²，占评价区总面积的 34.67%。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 4.4.3-6 现场样方调查图

(5) 植被覆盖度

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

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

其中：NIR 为近红外波段，R 为红波段。

基于 NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

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

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s—完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

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

基于植被覆盖度数据进行空间统计，评价区植被平均覆盖度为 48.98%，评价范围内植被覆盖度较高。对覆盖度不同取值范围分区统计，评价区植被覆盖度主要为高覆盖度（≥80%）面积占比为 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 19.11%；低覆盖度（0-20%）面积占比为 13.07%。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 4.4.3-5 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）	360.34	13.07
20-40（中低覆盖度）	526.86	19.11
40-60（中覆盖度）	413	14.98
60-80（中高覆盖度）	1217.49	44.16
≥80（高覆盖度）	239.31	8.68
合计	2757	100.00

(6) 重要野生植物及古树名木

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

（7）植物多样性调查

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

物种丰富度（speciesrichness）：调查区域内物种种数之和。

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

$$J = \left(- \sum_{i=1}^S P_i \ln P_i \right) / \ln S$$

$$J = H' / \ln S$$

式中：J——Pielou 均匀度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i ——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

Simpson 优势度指数与均匀度指数相对应，计算公式为：

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

式中：D——Simpson 优势度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i ——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

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

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

（8）永久基本农田调查

评价范围共有耕地 955.85hm²，本项目共占用基本农田 67.727hm²，其中永久占用 7.114hm²，临时占用 60.613hm²。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。

4.4.3.2 动物现状调查

（1）陆生动物资源调查

1) 调查时间

由于项目周边开展过详细的生态调查，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时间为 2026 年 8 月 1-3 日，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，将生境类型分为森林、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：森林 4 次、草地 7 次、农田 10 次、城镇 3 次、湿地 6 次、荒漠 3 次。在对工程永久占用或施工临时占用区域开展详细调查时，除查明占用区域是否分布有重要物种及重要生境外，也结合植物植被样方调查同步开展野生动物调查。样线具体点位和长度结合生境以及道路可达性进行设置，观测时行进速度大概为 1-3km/h，样线长度为 1000-5000m。样线设置具体如下表所示。

表 4.4.3-6 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-森林	124.2346	46.1526	124.2871	46.1519	4248	2
2	湿地-农田-森林	124.2408	46.1140	124.2573	46.0928	2680	2
3	农田-草地-湿地	124.2603	46.0749	124.2858	46.0479	3602	1
4	湿地-农田-草地	124.2498	46.0513	124.2530	46.0434	1143	1
5	草地-农田-森林	124.2246	46.0798	124.2254	46.0891	1022	1
6	湿地-城镇-农田	124.1880	46.1236	124.1976	46.1015	2552	2
7	湿地-草地-农田	124.2496	46.0264	124.2743	46.0758	2191	2
8	城镇-农田-草地	124.1939	46.0960	124.2384	46.0605	5219	1
9	草地-农田-荒漠	124.3306	46.1600	124.3428	46.1657	1192	1
10	城镇-森林-荒漠	124.3614	46.1235	124.3258	46.1003	3785	1
11	湿地-荒漠-农田	124.2169	46.1067	124.2373	46.0767	3699	3

注：1-7 样线本次调查的样线，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森林、

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

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 15 目 25 科 42 种，其中两栖动物 1 目 1 科 2 种，爬行动物 1 目 1 科 2 种，鸟类 9 目 19 科 31 种，哺乳动物 4 目 4 科 7 种。从区系组成来看，属古北界的有 32 种，属东洋界的有 2 种，属广布种的有 10 种。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 4.4.3-7 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	1	2	/	2	/
鸟纲	9	19	31	2	21	8
哺乳纲	4	4	7	/	7	/
合计	15	25	42	2	32	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 4.4.3-8 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》等文献资料，评价区有爬行动物 1 目 1 科 2 种。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，丽斑麻蜥属于省级重点保护野生动物。

②区系组成

从分布型来看为古北型。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 4.4.3-9 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>Eremias argus</i>	X	古	资料
	游蛇科	白条锦蛇	<i>Elaphe dione</i>	U	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、颈和脚都比较大，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森林中，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 4.4.3-10。其中除大嘴乌鸦外的鸟类均属于国家三有保护动物，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，金翅雀属于省级重点保护野生动物。

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 4.4.3-10 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>Streptopelia orientalis</i>	E	古
鹤形目	秧鸡科	白骨顶	<i>Fulica atra</i>	O	广
鸽形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	<i>Himantopus himantopus</i>	O	广
鸽形目	鸻科	灰头麦鸡	<i>Vanellus cinereus</i>	M	古
鸽形目	鸥科	红嘴鸥	<i>Chroicocephalus ridibundus</i>	U	古
鸽形目	鸥科	鸥嘴噪鸥	<i>Gelochelidon nilotica</i>	O	广
鸽形目	鸥科	普通燕鸥	<i>Sterna hirundo</i>	C	古
鸽形目	鹬科	扇尾沙锥	<i>Gallinago gallinago</i>	U	古
鸽形目	鹬科	林鹬	<i>Tringa glareola</i>	U	古
鸡形目	雉科	鹌鹑	<i>Coturnix japonica</i>	O	广
鸡形目	雉科	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	O	广

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

目	科	中文名	学名	分布型	区系
鳾鸟目	鳾科	普通鳾	<i>Phalacrocorax carbo</i>	O	广
鹃形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	O	广
鸊鷉目	鸊鷉科	小鸊鷉	<i>Tachybaptus ruficollis</i>	W	东
雀形目	鹁鸽科	白鹁鸽	<i>Motacilla alba</i>	U	古
雀形目	雀科	麻雀	<i>Passer montanus</i>	U	古
雀形目	文须雀科	文须雀	<i>Panurus biarmicus</i>	O	广
雀形目	鹀科	红颈苇鹀	<i>Emberiza yessoensis</i>	K	古
雀形目	鹀科	白眉鹀	<i>Emberiza tristrami</i>	M	古
雀形目	鹀科	灰头鹀	<i>Emberiza spodocephala</i>	M	古
雀形目	鸦科	喜鹊	<i>Pica pica</i>	C	古
雀形目	鸦科	大嘴乌鸦	<i>Corvus macrorhynchos</i>	E	古
雀形目	燕科	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	C	古
雀形目	燕科	毛脚燕	<i>Delichon urbicum</i>	U	古
雀形目	燕雀科	金翅雀	<i>Chloris sinica</i>	M	古
鹈形目	鹭科	苍鹭	<i>Ardea cinerea</i>	U	古
鹈形目	鹭科	白鹭	<i>Egretta garzetta</i>	W	东
雁形目	鸭科	翘鼻麻鸭	<i>Tadorna tadorna</i>	U	古
雁形目	鸭科	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>	U	古
雁形目	鸭科	赤膀鸭	<i>Mareca strepera</i>	U	古
雁形目	鸭科	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</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。

	
鸟种名称：喜鹊	鸟种名称：麻雀
注：引用《2025 年 Q9 油层产能项目环境影响报告书》（2024 年 11 月）中野生动物调查	

图 4.4.3-7 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 2 目 6 科 7 种，其中鼠科 3 种、仓鼠科 2 种；鼬科、鼯鼠科各 1 种。根据《黑龙江省重点保护野生动物名录（第一批）》，艾鼬属于省级重点保护野生动物。

②区系组成

从分布型来看有 4 种，其中全北型 1 种、中亚型 2 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 4.4.3-11 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	Mustela eversmanii	M	古	资料

目	科	种	种拉丁名	分布型	区系	来源
兔形目	兔科	蒙古兔	<i>Lepus tolai</i>	D	古	访问
啮齿目	仓鼠科	黑线仓鼠	<i>Cricetulus barabensis</i>	X	古	资料
		布氏田鼠	<i>Lasiopodomys brandtii</i>	D	古	资料
	鼠科	巢鼠	<i>Micromys minutus</i>	U	古	资料
		褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	U	古	访问
		小家鼠	<i>Mus musculus</i>	U	古	访问
	鼯鼠科	草原鼯鼠	<i>Myospalax aspalax</i>	D	古	资料
食虫目	猬科	东北刺猬	<i>Erinaceus amurensis</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，评价区内未发现中国特有物种。

4.4.3.3 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 261.36hm²，占评价区总面积的 9.48%。

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 4.4.3-12 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 286.18hm²，占评价区总面积的 10.38%，分布，用地现状主要为盐碱地等地段，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 4.4.3-13 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 686.22hm²，占评价区总面积的 24.89%。

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 4.4.3-14 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 955.85hm²，占比为 34.67%。

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。

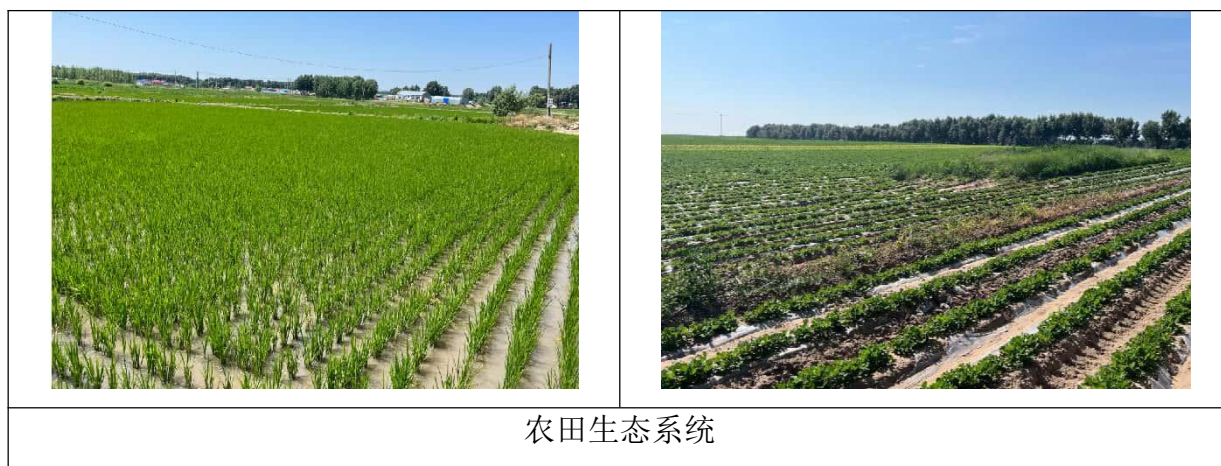


图 4.4.3-15 现场拍摄图

5) 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 506.74hm²，占比为 18.38%。

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。

	
湿地生态系统（引用）	
	
城镇生态系统（引用）	
	
城镇生态系统（本次拍摄）	

图 4.4.3-16 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 60.65hm²，占比为 2.20%。

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 4.4.3-12 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	955.85	34.67
2	森林生态系统	261.36	9.48
3	草地生态系统	686.22	24.89
4	湿地生态系统	506.74	18.38

5	城镇生态系统	60.65	2.20
6	荒漠生态系统	286.18	10.38
合计	/	2757	100

根据统计结果，评价区内农田生态系统面积最大，面积占比为 34.67%；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 24.89%；湿地生态系统次之，面积占比为 18.38%；森林生态系统面积占比为 9.48%；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 2757hm²，由下表可知，评价范围总生物量为 32851.6134t，其中以森林生态系统为主，生物量 24776.928t，占评价区总生物量的 75.42%；其次为农田生态系统，生物量 7168.875t，占评价区总生物量的 21.82%。

表 4.4.3-13 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	261.36	94.80	24776.928
2 草地生态系统	686.22	1.32	905.8104
3 湿地生态系统	506.74	/	/
4 农田生态系统	955.85	7.50	7168.875
5 荒漠生态系统	286.18	/	/
6 城镇生态系统	60.65	/	/
合计			32851.6134

（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 2757hm²，由下表可知，评价范围总生产力为 9851.3862t/hm²·a，

其中农田生态系统生产力达 4301.325t/hm²·a，占评价区总生产力的 43.66%；其次为草地生态系统，生产力达 3362.478t/hm²·a，占评价区总生产力的 34.13%。

表 4.4.3-14 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	261.36	8.37	2187.5832
2 草地生态系统	686.22	4.90	3362.478
3 湿地生态系统	506.74	/	/
4 农田生态系统	955.85	4.50	4301.325
5 荒漠生态系统	286.18	/	/
6 城镇生态系统	60.65	/	/
合计			9851.3862

4.4.4 黑土地现状调查

黑土具有强烈胀缩和扰动特性，是一种性状好、肥力高，非常适合植物生长的土壤，被称为耕地中的大熊猫，中国东北地区黑土地处世界主要黑土带之一。东北地区纬度较高，属于温带季风气候，气候冷湿，土壤母质粘重，并有季节冻土层。夏秋多雨，土壤常形成上层滞水，草甸草本植物繁茂，地上和地下均有大量有机残体进入土壤。漫长的冬季，微生物活动受到抑制，有机质分解缓慢，并转化成大量腐殖质累积于土体上部，形成深厚的黑色腐殖质层，同时辽河、松花江、黑龙江、嫩江等河流的流水从上游携带了大量的有机质，当河流流经松嫩平原，流速缓慢，这些有机质就全部沉积到了土地上形成了黑土地，又名寒地黑土，主要包括暗棕壤、黑土、白浆土、黑钙土、草甸土、沼泽土等土壤类型，主要分布在松嫩平原和三江平原等地，总面积约为 35104km²。

根据调查，项目所在区域黑土地土质有机质含量约 3%，pH 值 7 左右，耕作条件优越。工程区黑土长期受水蚀、风蚀与冻融侵蚀等因素影响，造成部分坡耕地黑土层变薄，地力水平下降，加之黑土区耕地资源长期透支，化肥农药投入过量，打破了黑土原有稳定的微生态系统，土壤生物多样性、养分维持、碳储存、缓冲性、水净化与水分调节等生态功能退化由于长期高强度利用，导致有机质含量下降、理化性状与生态功能退化，严重影响东北地区农业持续发展。黑土地是东北粮食生产能力的基石，

保护和提升黑土耕地质量，实施东北黑土区水土流失综合治理，对于保障国家粮食安全和加强生态修复具有十分重要的意义。

4.4.5 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。

4.4.6 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，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水土流失较为严重，为黑龙江省水土流失重点治理区；大同区资源开发和基本建设活动比较集中、频繁，损坏原地貌易造成水土流失，水土流失危害后果较为严重的区域，为黑龙江省水土流失重点监督区。因此，评价区存在较为严重的水土流失。施工过程中应加强管理，不会对生态保护目标产生不利

影响。

(2) 盐渍化现状调查

黑龙江省盐渍化土壤，属于内陆型盐渍土，集中分布在西部松嫩平原，以安达为中心的乌裕尔河和双阳河两条无尾河下游低湿地、碱泡子周围和波状起伏平原中大片的低洼地，区域地带性土壤为黑钙土、栗钙土，局部为黑土，各种类型的盐渍土，以斑状、带状分布于这些地带性土壤中。包括大庆、杜尔伯特蒙古族自治县、安达、肇源、肇东、肇州、林甸、齐齐哈尔、青岗、兰西、明水、富裕泰来、甘南、龙江等 20 个市县。

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

4.6.7 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。既有工程建设占用部分耕地、森林和草地，通过补偿和生态恢复等措施，既有工程未对区域生态系统产生明显影响。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

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等。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要产生于井场施工、施工机械及运输车辆往来等工序。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。

评价认为，本项目所在区域大气扩散条件好，井场分布较分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。

(2) 车辆排放的尾气

施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气含有 NO₂、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。

（3）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 SO_2 、 NO_x 和颗粒物。根据工程分析核算结果，柴油机污染物排放情况见表 3.6.3-1，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；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古页 16 井区 GY2-Q9-H122 东侧 198m 处的大西岗子屯，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。

（4）试油放空以及应急放喷废气

本项目试油放空以及应急放喷废气经火炬燃烧后排放，排放时间短，排放量较少，污染物排放执行《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、无组织排放浓度限值，对周围环境影响较小。

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、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，对区域大气环境及环保目标影响较小。

因施工期的影响是短暂的，待施工结束后随之消失，因此本次评价仅对施工期大气污染情况进行定性分析，不划定大气环境评价等级。

5.2 地表水环境影响预测与评价

项目废水主要为钻井污水、压裂返排液及人员生活污水。

（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。根据工程分析，本项目钻井废水产生量为 16293m^3 。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。本项目工程分析，本项目共计产生压裂返排液最大为 $12.47 \times 10^5 \text{m}^3$ ，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

根据工程分析计算，本项目 182 口井施工期生活污水量为 20966.4m^3 。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、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、哈拉黑泡、北兴泡子、西格勒吐泡子、三十里台泡、前红河泡、东葫芦岱南泡、前道拉堡泡及其他 7 处无名水泡等。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、机械修理房、发电机房等）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。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设水基泥浆槽，泥浆不落底；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至地面，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

本项目钻井废水、废弃钻井泥浆回收至泥浆接收罐中，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。

（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、发电机房对地下水环境影响评价

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）钻井液材料房、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评价

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评价

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；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，项目正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

本项目非正常状况主要为泥浆罐/槽泄漏、井漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

每座井场设置 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。

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就井漏事故而言，发生在局部且持续时间较短，钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油目的层。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。因此，推广使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害的化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。泥浆罐/槽均为地上设置，且均采取重点防渗措施，基本不会出差泄漏污染地下水的情况，本项目施工期地下水重点预测油井套管破损事故，主要对地下水承压含水层产生影响。

本项目预测情景模式见下表。

表 5.3.2-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	污染因子	影响层位	场景选择
1	井漏	石油类等	承压水	连续泄漏

（1）预测源强

本项目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《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“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”，假设油井套管在地下承压水含水层发生泄漏，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：

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

式中：Q——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取值 0.65；

A——泄漏口面积， m^2 ；

ρ ——液体的密度，取值 $0.948g/cm^3$ ；

P——套管内液体压力， $2 \times 10^6 Pa$ ；

P_0 ——环境压力， $1.8 \times 10^6 Pa$ ；

g——重力加速度，取值 $9.81m/s^2$ ；

h——泄漏口上液位高度，取值 50m。

本项目井区采用 $\Phi 139.7 \times 7$ 的套管完井，参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%孔径，即裂口直径为 12.57mm，裂口面积为 $0.00012m^2$ 。根据项目设计资料，项目钻井套管内压力约为 2MPa，环境压力约为 1.8MPa。根据项目开发方案预测，本项目单井建井期最大产液量分别为 209.5t/d，按照产液量最大为 209.5t/d，含水油密度约为 $948kg/m^3$ 。假定套管 50m 处发生泄漏，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 2.86kg/s（大于该井的产油量），因此液体泄漏速率按 2.42kg/s（单井投产后预计产液量最大为 209.5t/d）计，平均综合含水率为 78.1%，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏速率为 0.53kg/s。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

（2）预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，同时参照《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），最终选取石油类

作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现,因此按连续点源计算:

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

式中:

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d ;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的浓度, g/L ;

M —含水层的厚度, m ;

m_t —单位时间注入的质量, kg/d ;

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π ——圆周率。

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ ——第一类越流系统井函数

(4) 预测参数

根据大庆油田水务工程技术有限公司提供的区域含水层特点及水文地质参数等资料,确定项目区域承压水含水层厚度为 $50m$,承压水层地下水流速为 $u=Ki=88.1 \times 0.00011=0.009691m/d$,横向弥散系数为 $0.05m^2/d$,纵向弥散系数为 $0.5m^2/d$,有效孔隙度为 0.268 ,化学反应常数为 0 。

参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准值,选取区域地下水石油类 $\leq 0.05mg/L$ 为标准值,石油类的检出限为 $0.01mg/L$ 。

(5) 预测结果

地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点，结合油田设备检修年限，本项目选择预测 100d、1000d、3650d。

具体预测结果如下。

表 5.3.2-2 承压水含水层影响情况预测结果

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	100d	39.9	1637	40.2	1645
	1000d	145	21883	149	22645
	3650d	303	86315	304	91858

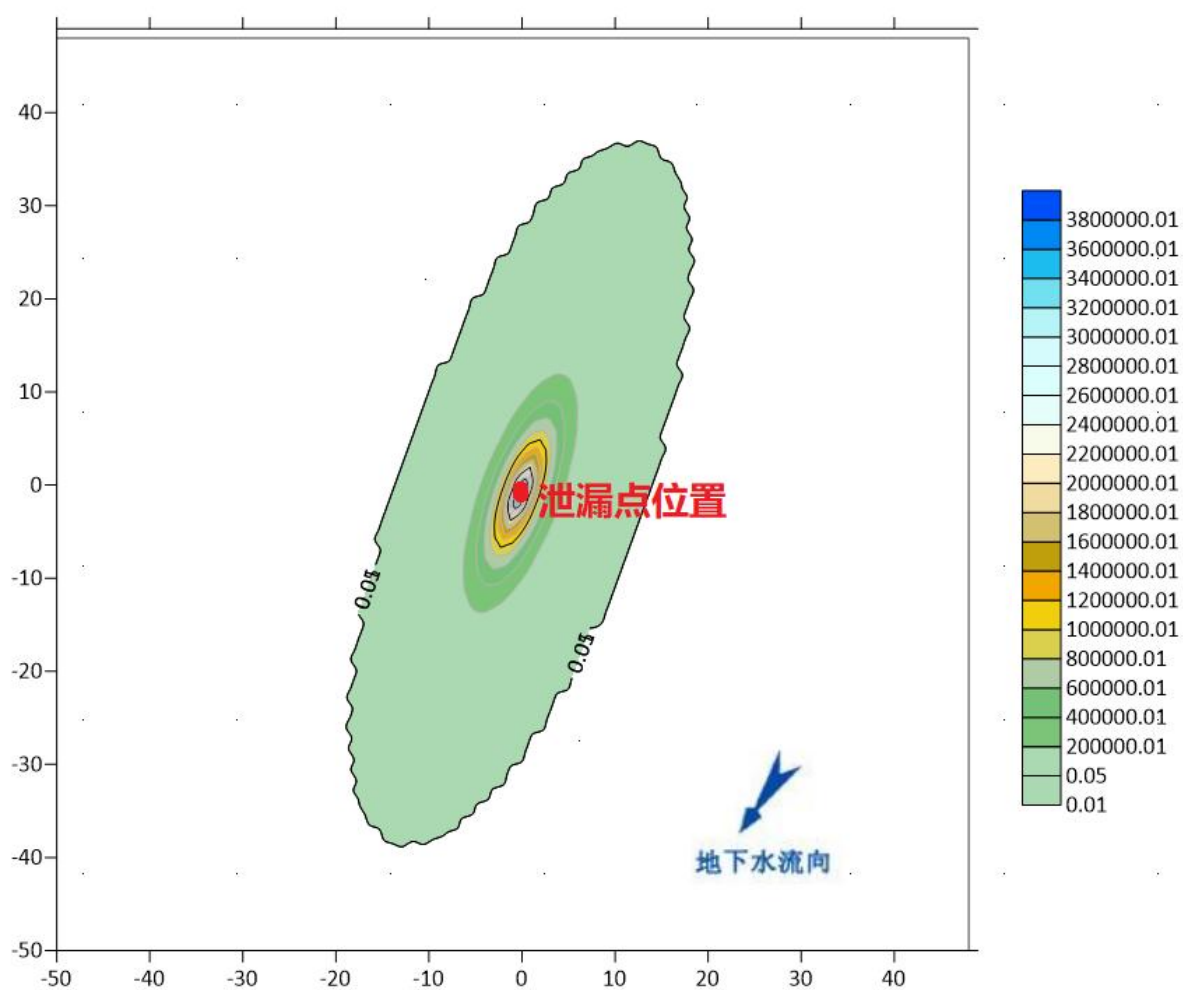


图 5.3.2-1 (1) 油井套管泄漏 100d 石油类对承压水的影响预测结果图

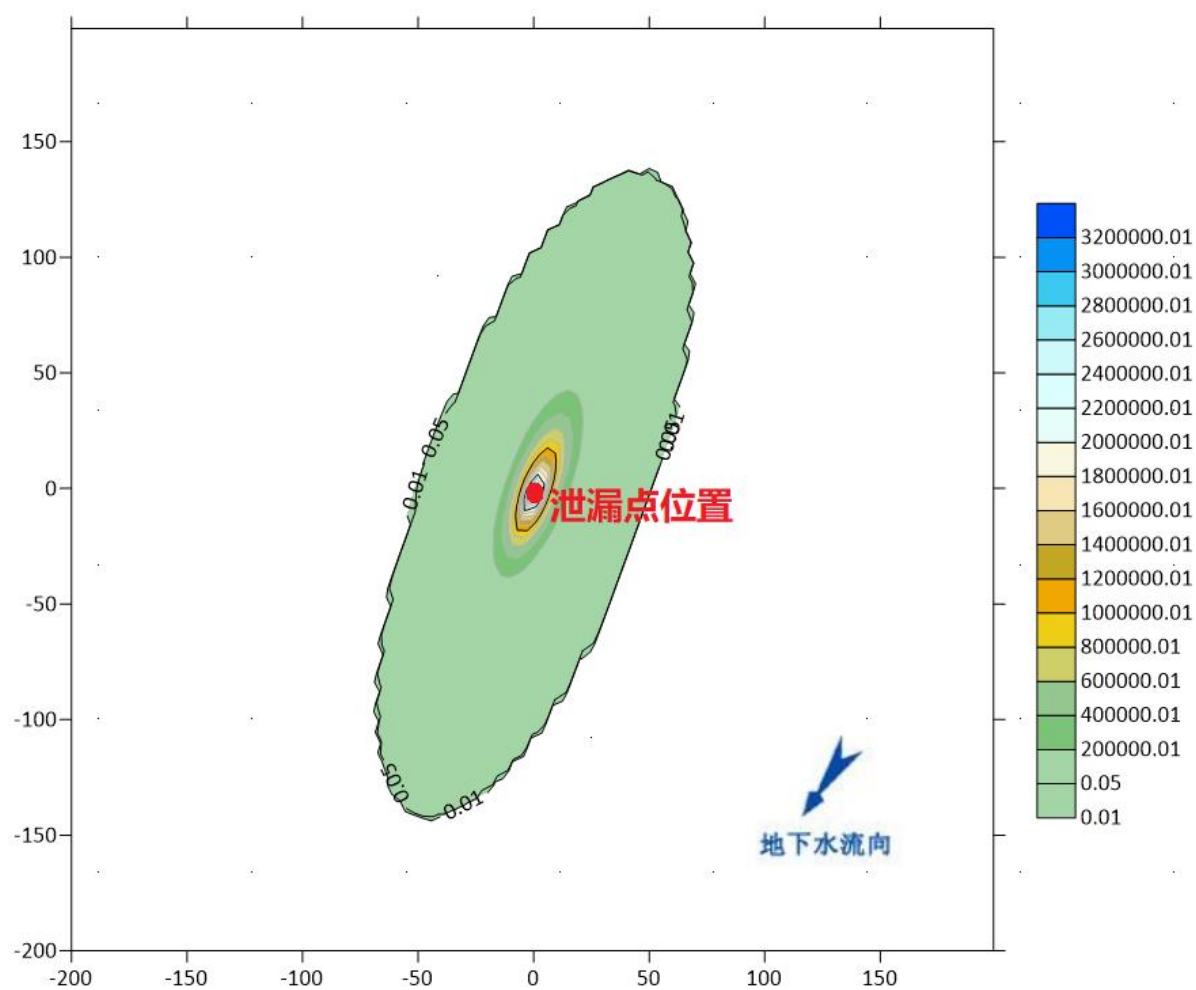


图 5.3.2-1 (2) 油井套管泄漏 1000d 石油类对承压水的影响预测结果图

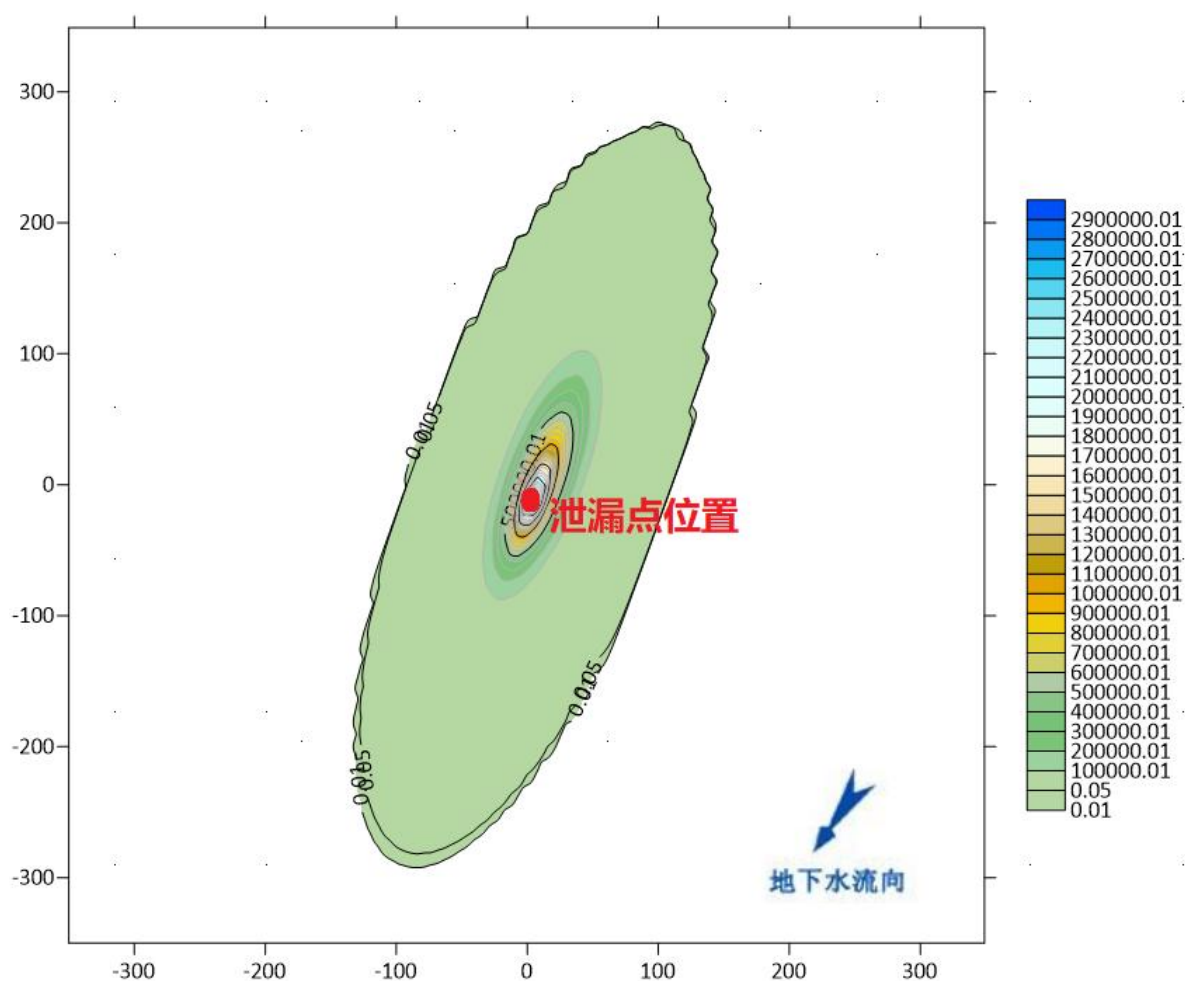


图 5.3.2-1 (3) 油井套管泄漏 3650d 石油类对承压水的影响预测结果图

从预测结果可以看出，在油井套管破损导致原油泄漏后，随着时间增加，污染范围有所增加，泄漏 100d、1000d、3650d 石油类超标距离在泄漏点地下水流向下游方向分别为 39.9m、145m、303m，超标面积分别为 1637m²、21883m²、86315m²；泄漏 100d、1000d、3650d 石油类在泄漏点地下水流向下游方向最大扩散距离分别为 40.2m、149m、304m，影响范围分别为 1645m²、22645m²、91858m²。在此范围内无饮用水井分布，对地下水环境保护目标影响较小。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对井漏事故下对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。与本项目井场最近距离侧向

分散式饮用水井为 GY25-Q4-H4 井场侧向 505m 处的巴彦村水井，与本项目井场下游最近的分散式饮用水井为 GY24-Q6-H2 井场下游 1072m 处的长发电水井，污染物在敏感点的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小。

5.4 噪声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

5.4.1.1 噪声源

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。

5.4.1.2 预测模式

露天单台建筑机械可视为点源，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：

$$L_A(r)=L_{AW}-20\lg r-8$$

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：

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

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。

5.4.1.3 噪声源强及预测结果

(1) 钻前及道路施工过程

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、电焊机、发电机、切割机等各种施工机械、设备和运输车辆。

表 5.4.1-1 钻前及道路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	声源控制措施	运行时段
			X/m	Y/m	Z/m	声压级/距声源距离 5m		
1	挖掘机	/	/	/	2	90	/	间歇运行
2	推土机	/	/	/	2	88	/	间歇运行
3	电焊机	/	20	-40	1	96	/	间歇运行
4	发电机	/	0	-6	1	102	设备基础减振	间歇运行
5	切割机	/	18	-30	1	99	/	间歇运行

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 5.4.1-2 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	10m	20m	50m	100m	150m	200m	300m	400m
1	挖掘机	90	83.98	77.96	70	63.98	60.46	57.96	54.44	51.94
2	推土机	88	81.98	75.96	68	61.98	58.46	55.96	52.44	49.94
3	电焊机	96	89.98	83.96	76	69.98	66.46	63.96	60.44	57.94
4	发电机	102	95.98	89.96	82	75.98	72.46	69.96	66.44	63.94
5	切割机	99	92.98	86.96	79	72.98	69.46	66.96	63.44	60.94

本项目施工期仅在昼间进行施工，根据现场调查，井场最近敏感目标为古页 2 井区 GY2-Q9-H122 井场东侧 198 米处的大西岗子屯（井场边界以其临时占地范围边界为准），施工期应采取以下措施：

①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；

②合理安排施工进度，减少施工时间，必须在夜间施工时，应向周边村民进行公

告，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围；

③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；

④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。

在采取了上述措施后，井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）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古页 2 井区 GY2-Q9-H122，因此选择该井场进行调查，结果见下表。

表 5.4.1-3 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	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声压级/距声源距离 5m		
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		
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		
6	钻井泵 3	F-1600	-30	93	1.5	95		
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		
9	柴油机 3	CAT3512B/SR4B	-16	95	1.5	102		
10	柴油机 4	CAT3512B/SR4B	-18	89	1.5	102		

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

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		
13	发电机 3	SR4	-25	88	1.5	102		
14	发电机 4	SR4	-19	89	1.5	102		
15	发电机 5	G2752	-17	92	1.5	102		
16	发电机 6	G2752	-25	80	1.5	102		
17	发电机 7	沃尔沃	-15	93	1.5	102		
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		
21	振动筛 3	ATL-1000 高·直	-58	53	1.5	88		
22	振动筛 4	ATL-1000 高·直	-39	45	1.5	88		
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		

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古页 2 井区 GY2-Q9-H122，其钻井工程噪声贡献值预测结果如下。

表 5.4.1-4 古页 2 井区 GY2-Q9-H122 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
井场施工场地	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

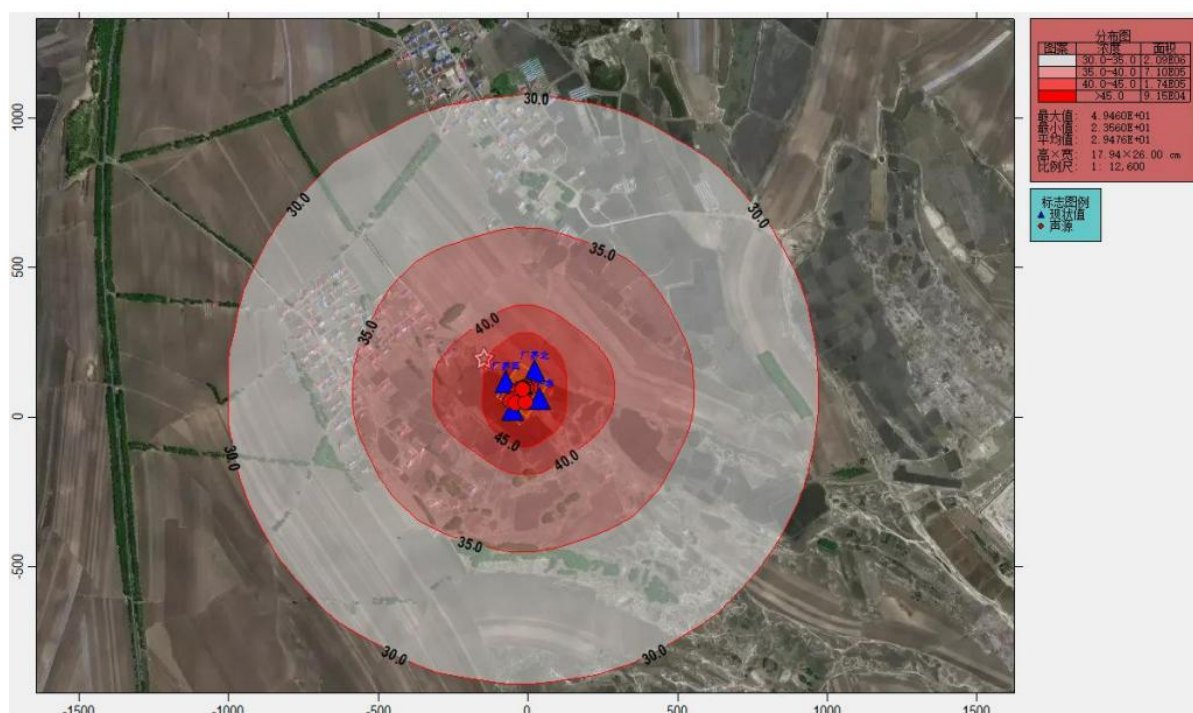


图 5.4.1-1 钻井施工场地噪声预测等声级线图

根据上述噪声预测结果，古页 2 井区 GY2-Q9-H122 井场在厂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）），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古页 2 井区 GY2-Q9-H122 井场北侧 198m 处的大西岗子屯（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。为了更好的保护区域声环境，本项目采取以下措施：

- ①钻机发声设备尽可能选用低噪声设备，场地四周设置围挡；
- ②对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；
- ③注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），本项目对附近村屯噪声影响较小，钻井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。

（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古页 2 井区 GY2-Q9-H122，因此选择该井场进行调查，结果见下表。

表 5.4.1-5 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	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声压级/距声源距离 5m		
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		
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 5.4.1-6 古页 2 井区 GY2-Q9-H122 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
井场施工场地	厂界东	46.82	达标
	厂界南	44.35	达标
	厂界西	47.11	达标

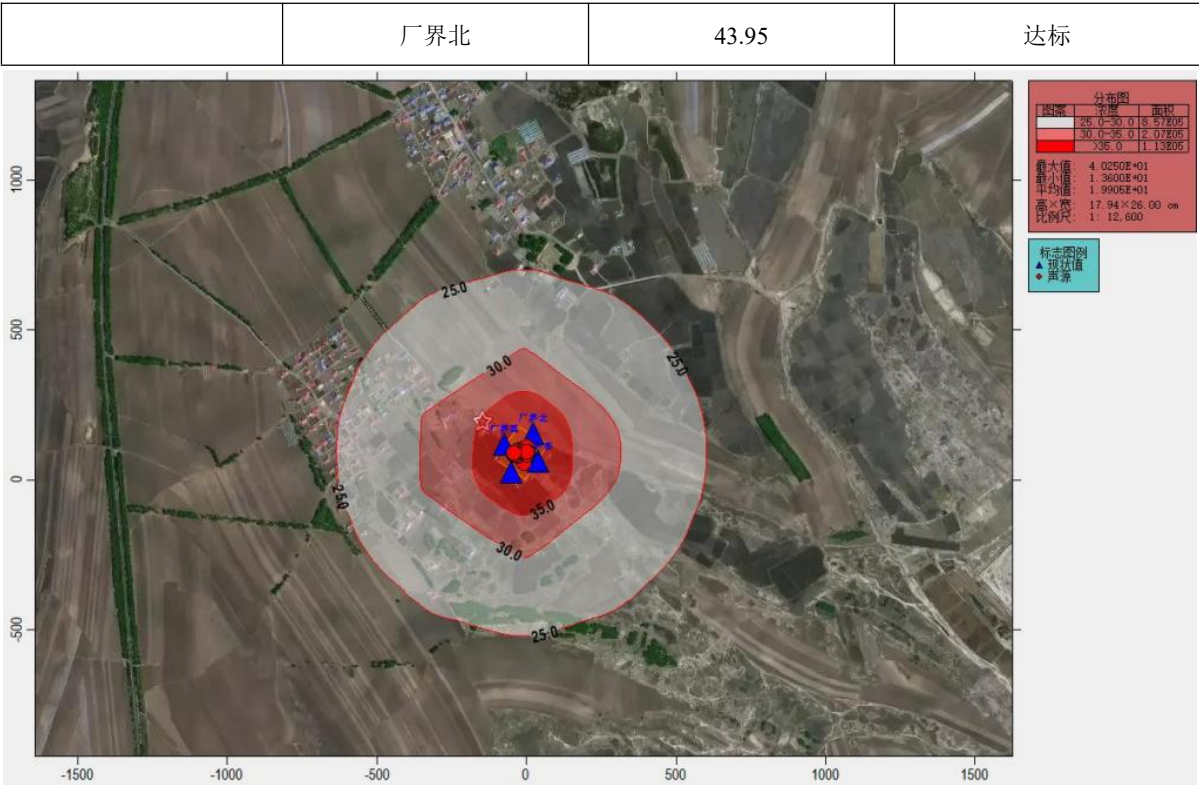


图 5.4.1-2 压裂施工场地噪声预测等声级线图

本项目施工建设场地最近环境保护目标为古页 2 井区 GY2-Q9-H122 井场东侧 198 米处的大西岗子屯（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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），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西岗子、小西岗子屯等村屯，车辆与临路民房距离约 10-20m，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。

5.4.2 噪声影响评价结论

综上所述，本项目施工期噪声在一定距离衰减后能够达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)的要求,离井场最近的敏感点为古页 2 井区 GY2-Q9-H122 井场东侧 198 米处的大西岗子屯（井场边界以其临时占地范围边界为准），通过采取

一定的措施可减小对周围声环境影响，且施工期都是短暂的，因此，本项目产生的噪声对周围环境影响较小。

项目声环境影响评价自查表见附表。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 固体废物环境影响分析

本项目固体废物主要包括钻井过程中产生的废弃钻井泥浆、油基钻井废水、钻井岩屑、废射孔液、落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶及其他化学品包装材料，以及施工人员产生的生活垃圾。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

（1）废弃钻井泥浆、油基钻井废水

本项目计划新钻油井共计 182 口，则钻井泥浆废弃总量约为 101708m^3 ，按照 95% 回收率计算，则本项目废弃钻井泥浆产生总量约 5085.4m^3 ，合计 5848.21t（泥浆密度为 $1.15\text{t}/\text{m}^3$ ），其中废弃水基钻井泥浆 2105.42t，废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆 3742.79t。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，水基钻井岩屑产生量为 24883.824t，油基岩屑产生量为 29860.656t。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。

（3）废射孔液

本项目 182 口井共计产生废射孔液 6552m^3 ，属于危险废物，废物类别及代码是 HW08/071-002-08。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、含油污泥

本项目共产生落地油、含油污泥 3.64t。落地油、含油污泥属于危险废物，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、含油污泥全部收集到储罐中，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。

（5）废防渗布

本项目共产生废防渗布 27.65t，其中含油废防渗布产量为 4.55t，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；非含油废防渗布产生量为 24t，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。

（6）废润滑油及其包装桶

废润滑油及其包装桶产生量约 5.46t，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

KOH 和过硫酸钾废包装袋产生量为 1.82t，属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，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。

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，产生量约为 0.273t。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。

（8）生活垃圾

本项目井场施工期产生的生活垃圾为 163.8t。施工期生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

5.5.2 危险废物环境影响分析

本项目施工期有危险废物产生，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：

(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。

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”。

本项目建议的危险废物处置单位情况见表 5.5-1 所示。

表 5.5-1 危险废物处置单位情况表

序号	企业名称	核准经营、规模	经营方式	经营范围
1	黑龙江迈景环保科技有限公司	HW08 (270000t/a) HW08 (180000t/a) HW49 (20000t/a)	收集、贮存、利用	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、 900-199-08、900-200-08、 900-210-08、900-214-08、 900-221-08、900-222-08、 900-249-08); HW49-其他废物 (900-041-49 油田防渗布)

建设单位在危险废物转移运输过程中，实施危险废物转移联单制管理，危险废物运输路由应尽可能避开人口稠密区及环境敏感保护区，并避免危险废物运输过程中发生交通事故及危险废物散落、遗失，在此前提下，危险废物运输不会产生环境影响，一旦运输过程中发生意外事故，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，并及时向环境保护主管部门报告；
- (2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- (3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；
- (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。

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，对周围环境基本无影响。

5.6 土壤环境影响评价

5.6.1 土壤环境影响识别

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、含油污泥、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。本项目钻井等过程有可能会引起地下水水位的变化导致土壤的盐化。

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 5.6.1-1 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兼有污染型影响型和生态影响型，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，土壤环境生态影响主要体现在由于区域浅层地下水水位埋深变化引起的土壤盐化。本项目土壤环境影响源及影响因子识别见下表。

表 5.6.1-2 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、措施作业	垂直入渗	落地油	石油烃	事故状态
井场	钻井、压裂、试油等过程	盐化	地下水水位	/	事故状态

5.6.2 拟建井场对土壤环境的影响

（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。

5.6.3 土壤环境生态影响分析

本项目土壤环境生态影响主要体现在由于区域浅层地下水水位埋深变化引起的土壤盐化。

（1）预测方法

本项目土壤环境生态影响型预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合评分法进行预测，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W_{xi} \times I_{xi}$$

式中： S_a —土壤盐化综合评分值；

n —影响因素指标数目；

I_{xi} —影响因素 i 指标评分；

W_{xi} —影响因素 i 指标权重。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 F，土壤盐化影响因素赋值表见下表。

表 5.6.3-1 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水埋深（GWD）/（m）	$GWD \geq 2.5$	$1.5 \leq GWD < 2.5$	$1.0 \leq GWD < 1.5$	$GWD < 1.0$	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	$EPR < 1.2$	$1.2 \leq EPR < 2.5$	$2.5 \leq EPR < 6$	$EPR \geq 6$	0.25
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	$SSC < 1$	$1 \leq SSC < 2$	$2 \leq SSC < 4$	$SSC \geq 4$	0.15
地下水溶解性总固体（TDS）/（g/L）	$TDS < 1$	$1 \leq TDS < 2$	$2 \leq TDS < 5$	$TDS \geq 5$	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.1

（2）预测结果

本项目土壤盐化各影响因素取值见下表。

表 5.6.3-2 本项目土壤盐化影响因素分值表

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深（GWD）/（m）	$GWD \geq 2.5$	0	0.35	地下水埋深 1.5~11m
干燥度（蒸降比值）（EPR）	$2.5 \leq EPR < 6$	4	0.25	干燥度为 3.06
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	$1 \leq SSC < 2$	2	0.15	土壤含盐量为 0.045~1.60g/kg
地下水溶解性总固体（TDS）/（g/L）	$TDS < 1$	0	0.15	地下水溶解性总固体最大值为 556mg/L
土壤质地	砂壤土	6	0.1	/
盐化综合评分值 S_a		1.9		/

表 5.6.3-3 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值（ S_a ）	$S_a < 1$	$1 \leq S_a < 2$	$2 \leq S_a < 3$	$3 \leq S_a < 4.5$	$S_a \geq 4.5$
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值（ S_a ）为 1.9 分。对照导则附录 F 中土壤盐化预测表（见表 5.6.3-3），本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果为轻度盐化。

（1）对公益林影响分析

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。项目施工过程基本不占用公益林，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。

（2）对湿地的影响分析

本项目土壤评价范围内共分布有 2 处湿地，湿地图斑标识码分别为：230624211052007442、230624211000057909，均为一般湿地，分别位于 GY25-Q9-H109 井场和 GY15-Q2-H14、GY15-Q7-H14、GY15-Q5-H15 井场处。

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，所以道施工过程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。

5.6.4 土壤环境污染影响分析

施工期产生的各类废水、固体废物均收集后合理处置，同时将钻井工程作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤。从平面上看，石油污染物集中在离井 20m~30m 的范围内，约占总量 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，钻井建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近等，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，井场建设过程中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

《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》的主要建设内容包括：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。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。

本次类比分析引用《松辽盆地北部古页 1 试验区直井井组试验试采工程环境影响报告书》和《松辽盆地北部古页 1 试验区直井井组试验试采工程竣工环境保护验收调查报告》中的土壤监测数据，两份报告中均对 GY1-Q1-H1 井场和哈 19 返排液处理站内分别布设 1 个土壤柱状样监测点，监测深度分别为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m，根据监测结果，其中该项目环评阶段 GY1-Q1-H1 井场石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度为未检出~12mg/kg，哈 19 返排液处理站石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度为 16mg/kg~24mg/kg，验收阶段已建成的 GY1-Q1-H1 井场石油烃（C₁₀-C₄₀）类为 12mg/kg~32mg/kg，已建成的哈 19 返排液处理站石油烃（C₁₀-C₄₀）类为 16mg/kg~33mg/kg，可见该项目环评阶段与验收阶段对比土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）浓度变化不大，且均满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

综上，项目罐区等采取严格防渗措施，加强生产管理，避免生产过程中物料洒落侵入土壤，从而造成土壤污染，另外项目设置三级防控体系，事故状态下废水得到妥

善处置，因此，项目正常生产对厂区内土壤不会造成明显的环境影响。

本项目土壤环境影响评价自查表见附表。

5.7 生态环境影响预测与评价

5.7.1 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 132.528hm^2 ，永久占地 13.68hm^2 ，临时占地 118.848hm^2 。根据工程布置，项目区域沿线占地类型主要是耕地、草地、交通运输用地。占用土地利用类型见下表。

(1) 临时占地

临时占地主要为各类管道，根据占地类型统计，项目临时占用的土地类型为耕地、草地。临时占地对土地利用的影响虽然也直接表现在改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生改变，但是这种影响是暂时的，临时占地对区域土地利用的改变较小，对土地利用的影响较小。并且随着施工期结束及采取的恢复措施，可恢复原有土地利用类型。总体来看，项目临时占地不会造成区块范围内的土地利用结构造成较大改变，不会对评价区域的土地利用结构带来不利影响。

(2) 永久占地

本项目永久占地主要为新建的复配接转站和新建的道路，永久占地面积为 13.68hm^2 。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

土地利用分类	永久占地		临时占地	
	面积 (hm^2)	占比 (%)	面积 (hm^2)	占比 (%)
一级类				
01 耕地	7.114	52	60.613	51
04 草地	6.566	48	58.235	49
合计	13.68	100	118.848	100

5.7.2 对陆生生态的影响

5.7.2.1 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 13.68hm²，其中永久占用草地（非基本草原）6.566hm²，永久占用耕地 7.114hm²。

表 5.7.2-1 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	6.566	0.24	1.32	8.67
2	农作物	7.114	0.26	7.5	53.355
合计		13.68	0.5	/	62.025

施工期共占用植被面积 13.68hm²，占评价区总面积的 0.46%，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 118.848hm²，其中临时占用草地（非基本草原）58.235hm²，临时占用耕地 60.613hm²。

表 5.7.2-2 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	58.235	2.11	1.32	76.87
2	农作物	60.613	2.2	7.5	454.60
合计		118.848	4.31	/	531.47

评价区内该工程建设不可避免的引起植被的减少，工程的临时占地主要涉及到主要植被类型为玉米、羊草、披碱草等，这些植被种类均为评价区内常见种类或广布种，且在占地范围内未发现国家重点保护植物，因此，项目建设不会导致该区域重点保护

植物种类的减少。本项目永久占地面积占评价区面积比例较小，因此本项目建设仅会对局部的植被生物量和植物多样性产生不利影响，不会降低整个区域的植被生物量与植物多样性，不会造成整个群落结构的根本改变。

（3）对植被覆盖度的影响

项目施工时间较短，在施工完成后及时对该地段将进行植被恢复，短期内（1 年-2 年）能恢复原有植被覆盖度现状水平。临时占地对植被覆盖度的影响是暂时的，随着施工结束，植被将逐渐恢复至原有水平，对区域植被覆盖度的影响较小。

永久占地硬化地面植被覆盖度将变为 0，但永久占地占评价范围 0.21%，占比较小，对区域的植被覆盖度影响较小。施工期应严格控制临时占地范围，在永久占地范围内进行施工的施工场地应尽量布置在永久占地范围内，尽量减少对植被破坏。

（4）对植物重要物种的影响

根据现场调查访问及林业局相关资料查阅，项目施工占地范围内未见重点保护野生植物、易危种及特有种植物分布。工程施工过程中必须严格控制施工临时占地面积，减小扰动范围，施工过程中一旦发现保护植物，需立即告知当地林业部门，并在林业部门的指导下采取合理的保护措施。

（5）对植物多样性的影响

项目施工期施工作业会造成占地范围内的植被损失，对植物多样性产生一定影响。本工程占地面积在整个评价区内的占比较小，评价区植物损失量较小，对评价区植物资源的影响较小；经现场调查，占地范围内未发现重点保护植物分布，占地范围内的植被类型为均为周边常见植被，施工不会导致评价区的植被类型减少。因此，施工期对植物多样性的影响较小。同时，随着施工完成，施工占地将采取相应的植被恢复、异地补偿、绿化等措施，工程建成之后会使植被在一定时间内得到恢复。本项目施工期对植被造成的损失量较小，且占用植被类型均为常见物种，在施工结束后采取相应的植被恢复措施，对植物多样性的影响较小。

（6）对耕地资源的影响

本项目永久占用耕地（基本农田）面积 7.114hm²，项目建设会对当地的农业经济造成直接的损失。但是，这些经济损失将会通过项目建设所带来的其他效应所弥补。

本项目在设计阶段已尽量避免和减少对耕地（基本农田）的占用。据统计，工程占用耕地的面积仅为评价范围内耕地面积的 0.26%，占比较小，施工完成后，根据《基本农田保护条例》等法律法规要求对占用的基本农田进行“占一补一”后，对耕地的影响很小。本项目的建设不会影响沿线的农业经济在整个国民经济构成中的比例和地位。

5.7.2.2 对野生动物的影响分析

本项目所在区域属于典型的油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少。经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

5.7.3 生态系统影响分析

工程建设将导致评价区各类生态系统面积发生变化，本项目施工期临时占地面积为 118.848hm²，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 13.68hm²。草地生态系统和农田生态系统分别减少 6.566hm²、7.114hm²，占整个评价区域面积都很小。对草地生态系统、农田生态系统影响相对较小。施工结束后，通过复垦、异地补偿等补偿措施后，对草地生态系统和农田生态系统影响将会减少。

表 5.7.3-1 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	7.114	0.26	60.613	2.02
草地生态系统	6.566	0.24	55.067	1.835
湿地生态系统	/	/	3.168	0.105
总计	13.68	0.5	118.848	3.96

(1) 对农田生态系统的影响

工程建设对评价区农田生态系统的不利影响因素主要为施工永久占地、临时占地

和施工活动等。

施工期，临时占地等工程占地会直接破坏占地区农田生态系统，使其面积减少，功能减弱。本工程建设永久占用农田生态系统面积为 7.114hm^2 ，临时占用农田生态系统面积为 60.613hm^2 ，工程建设占农田生态系统面积较小，且占地区农田植物组成简单，主要为玉米，因此，工程占地对农田生态系统的影响较小。

施工活动中机械碾压、人员踩踏及开采产生的扬尘、废水、固废等会对评价区农田生态系统产生不利影响。但这种影响可通过加强宣教活动，加强施工监理工作，对废水及固废等进行相应处理等措施进行缓解，施工前进行合理的用地规划，减少农田占用，在相关措施得到落实后工程施工活动对农田生态系统的影响较小。

（2）对草地生态系统的影响

工程建设对评价区草地生态系统的不利影响主要为永久占地、临时占地、施工活动和人为干扰。

本工程建设永久占用草地面积为 6.566hm^2 ，临时占用草地生态为 55.067hm^2 ，工程建设占用草地生态系统面积较小，且占地区草地植物组成简单，因此，工程占地对草地生态系统的影响较小。

施工活动：施工活动产生的废气、废水及固废等带来的污染，会直接或间接影响附近植物生境，会使得工程区附近草地生态系统中生产者生产能力降低，会导致草地生态系统内原有的一些植物及植被受到破坏，但工程施工活动对其影响较小。

人为干扰：施工过程中，如管理不善，人为活动及机械作业等可能会对周围草地造成破坏。但人为干扰的影响可通过加强宣传教育活动，加强施工监理工作等措施进行缓解，在相关措施得到落实后，人为干扰对草地生态系统的影响较小。

（3）对湿地生态系统的影响

本项目施工将临时占用湿地，占用面积约为 3.168hm^2 ，占用的湿地图斑标识码分别为：230624211052007442、230624211000057909，均为一般湿地，湿地类型为沼泽地。这两个湿地内水资源较匮乏，只有雨季才会有部分积水，其余季节均干涸，湿地内水生动物较少，但存在陆生野生动物活动的迹象。所以本工程施工将不可避免的对湿地内陆生野生动物产生影响。主要体现在，施工人员活动、施工机械噪声对野生动

物的短暂惊吓和干扰，影响动物的正常活动，若管理不善，将会出现施工人员对沿线附近野生动物的狩猎，则对野生动物资源影响较大，这将迫使动物离开施工附近区域。因此，施工期间一定要严格控制人员活动范围，使用低噪声施工机械，从而减小对湿地内野生动物造成的影响。本工程施工结束后及时对临时占用的湿地进行植被恢复，同时临时占用的湿地面积所占比例较小，因此不会对湿地造成较大影响。

5.7.4 对水生生态的影响

本工程施工期不占用地表水体，施工过程不会对地表水体产生拟扰动，不会对水生生态产生影响。施工期的建设施工活动对水环境的产生的污染源主要为施工期间的生活污水和水基钻井废水、压裂返排液。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。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，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。压裂返排液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。因此本工程施工期间的不会对水生生态造成影响。

5.7.5 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。

5.7.6 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、肇源县、大同区境内，属于沙化生态功能区。本项目区域基本无大面积地表裸露，周围无沙化土壤分布。区域地势较低，在降雨期间，易形成泡泽。项目施工建设，破坏地表植被，造成松软表土裸露等，在大风天，土壤无植被根系固定，会产生扬尘。施工现场临时堆放的土方也会有流失情况。随风飘扬的土粒飘附在附近区域植物叶片、嫩枝、树干等上面，堵塞气孔、皮孔，影响气体交换，水分蒸腾，提高叶片温度，破坏正常的光合作用，造成植被死亡，土壤无地表植被覆盖，形成新的沙化区域。

5.7.7 对黑土地的影响分析

施工期各种施工活动，如施工带平整、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。

5.7.8 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。

5.7.9 对基本农田的影响分析

油田开发工程占地不可避免占用基本农田，根据《中华人民共和国土地管理法》

（2019 年 8 月 26 日修正），国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目属于国家能源设施重点建设项目。根据地下储层特性及地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。因此应按《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修正）中有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。

对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时，本项目在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，同时在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对耕地的占用。尽量避绕周围环境敏感目标，对临时占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。综上，项目建设占地面积较小，不会对基本农田产生明显影响。

5.7.10 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。

5.7.10 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 环境保护措施及其可行性论证

6.1 废气污染防治措施及其可行性论证

本项目施工期主要包括井场建设，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。施工过程中采取以下污染防治措施：

6.1.1 施工扬尘污染防治措施

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。根据“六个百分百”抑尘措施要求，结合本项目实际情况，施工期间应落实“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 100% 硬化、渣土车辆 100% 密闭运输”的要求。施工现场每天对施工用地内进行 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场站施工场地设置围挡，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；

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。

6.1.2 柴油机燃烧烟气

针对施工过程中的柴油机废气，评价提出以下污染防治措施：

- (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）》（GB20891-2014）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。

6.1.3 施工车辆废气

针对施工过程中车辆尾气，评价提出以下污染防治措施：

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，合理设计施工井场进出口道路，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。

6.1.4 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，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）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。

6.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.2.1 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、压裂返排液和施工人员生活污水。

6.2.1.1 钻井废水污染防治措施

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。

(1) 钻井过程采取固井措施，避免对浅层地下水的污染。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。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%，处理后综合利用，不外排。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。

6.2.1.2 压裂返排液污染防治措施

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。

根据压裂试工设计方案, 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 68524m^3 , 故压裂返排液产生量约 $6852.4\text{m}^3/\text{井}$ 。本项目根据区块油藏情况, 基建油井中 182 口新钻井需进行压裂, 共计产生压裂返排液最大为 $12.47 \times 10^5\text{m}^3$, 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。污水暂存罐设置在井口附近, 容积 100m^3 , 用于临时储存压裂返排液。

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 $15000\text{m}^3/\text{d}$ 。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”。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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$)的要求, 处理后尾水用于压裂液配制, 不外排。本项目施工期压裂返排液产生量为 $12.47 \times 10^5\text{m}^3$, 施工期约为 16 个月, 平均每天需外运处置量为 $2598\text{m}^3/\text{d}$, 大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理目前处理量 $11000\text{m}^3/\text{d}$, 运行负荷为 73.3%, 剩余处置能力可以满足本项目需求。

6.2.1.3 生活污水污染防治措施

施工期产生的生活污水量为 20966.4m^3 。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, 处理后达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准, 排入西干渠。在钻井施工过程中, 必须加强管理, 同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实。

(1) 钻井施工禁止开采浅层地下水和就近租用群众自备水井取水钻探；施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

(2) 严格控制施工范围，尤其是靠近湿地的井场，应尽量控制作业面，以免对周边湿地造成破坏，影响湿地环境；

(3) 水泥等建筑材料禁止堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体；

(4) 严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理。

(5) 部分井场离水泡子等地表水体较近，如拟建油井 GY2-Q9-H123 西侧 45 米处为无名泡 7#、拟建油井 GY25-Q9-H112 西侧 70 米处为前红河泡、拟建油井 GY16-Q9-H115 南侧 190 米处为无名泡 5#等，污染途径主要包括施工期临时堆土场雨水冲刷导致悬浮物等入河，在雨季发生几率较高，正常工况下一般不会发生，建议井场施工时设置围挡，降低对周边水泡子等地表水体的影响。

6.2.2 废水回用可行性分析

本项目施工期压裂返排液经风瀚部通过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，不外排。

本项目施工期压裂返排液产生量为 $12.47 \times 10^5 \text{m}^3$ ，大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理内配套建设有 1 座 50400m^3 调节池，用于压裂返排液来液的临时储存和水量、水质调节；配套建设有 5 座净化水池，总容积 $60 \times 10^4 \text{m}^3$ ，用于处理后尾水的临时储存，完全有能力接收并处理本项目产生的压裂返排液。

本项目施工期压裂返排液产生量为 $12.47 \times 10^5 \text{m}^3$ ，项目所在区域后期开发过程中，平均每年新钻油井超过 100 口，单井配置压裂液用水量约为 $3.49 \times 10^4 \text{m}^3$ ，按 100 口新井计算则配置压裂液需用水用量为 $349 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。因此，本项目废水可全部回用于后续工程配制压裂液。

综上所述，本项目施工期压裂返排液等全部回用措施可行。

6.3 噪声污染防治措施

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。施工期采取以下措施：

（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）井场等合理布局，以减轻噪声的影响。

（4）合理安排施工时间，尽量缩短钻井时间，减少钻井噪声对居民的影响；

（5）建设施工的机械噪声强，影响范围大，应合理安排施工进度，减少施工时间，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响，以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）限制要求。

（6）加强设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

（7）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。

（8）工程车辆运输路径尽量避开村屯；如实在无法避让，教育司机在夜间经过村屯时，严禁鸣笛，并减少夜间行车次数等，以降低车辆噪声对居民的影响。

（9）运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

（10）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；

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）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 固体废物污染防治措施

本项目施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的废弃油基钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶、废包装袋以及施工人员产生的生活垃圾等。

6.4.1 废弃水基钻井泥浆、水基岩屑

(1) 废弃水基钻井泥浆、水基岩屑产生情况

本项目钻井过程中泥浆带出地面的钻井岩屑经泥浆循环系统固控设备进行分离，钻井泥浆继续循环使用。废弃泥浆是一种液态细腻胶状物，由于长期使用性质发生变化，不符合钻井泥浆的使用要求，从而废弃。废弃水基钻井泥浆的主要成分是膨润土、降粘剂和少量纯碱等，失水后变成固态物，其性质与钻井岩屑类似，按一般固废处置。

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，混入钻井泥浆中，经泥浆循环泵带出井口进入泥浆不落地系统，经振动筛、除砂器、除泥器及离心机进行固液分离，水基钻井岩屑按一般固废处置。

钻井液循环系统主要设施包括振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备，在井场设高出地面的平台放置；钻井废弃物不落地收集装置主要包括若干个泥浆储罐和储存净化泥浆的各类罐等或钢质的移动式地上储液池，一般在固控设备的下方放置。井场井架周围铺设防渗膜，钻井架底座表面有收集管道，保证钻井废水和泥浆首先进入循环系统进行固液分离，分离出的岩屑和废弃泥浆贮存在收集系统中。使用以上泥浆循环处理系统及废弃物不落地收集装置，保证钻井过程泥浆循环使用和钻井废弃物（包括钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等）不落地收集。

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) 废弃水基钻井泥浆、水基岩屑处理的要求与建议

泥浆不落地系统是一种操作简便、低风险、无害化、环境扰动较小的处置措施，也是目前国内油田开发中较为常见和相对成熟的处理技术，对废弃泥浆、岩屑采取泥浆不落地工艺的处理措施是可行的。为保证钻井废泥浆、岩屑的处理效果，避免对井

场土壤和地下水的污染，评价要求：

- 1) 严格操作程序，保证“泥浆不落地”装置有效运行，减少钻井液的跑冒滴漏，提高钻井液重复利用率，严禁外排。
- 2) 应加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏。
- 3) 对废弃钻井泥浆及岩屑应建立台账，包括数量、处理时间、处理过程、检测分析结果等内容。

6.4.2 废弃油基钻井废水、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废水、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废水、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。

废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑、废射孔液属于《国家危险废物名录（2025 年版）》《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中 HW08 类危险废物，应采取如下污染防治措施：

- （1）废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑、废射孔液应单独收集、装袋、密封，全部送至危废贮存点暂存；
- （2）盛装废弃油基钻井废水、油基钻井泥浆、油基岩屑、废射孔液的容器应具有防渗、防水功能，以有效避免临时储存时对外产生的不利影响；
- （3）施工期间各井场均设置危险废物贮存点，暂存设施应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定，采取符合要求的防渗措施，并配备防风、防雨、防晒等设施。

6.4.3 落地油、含油污泥

落地油和含油污泥属于《国家危险废物名录（2025 年版）》《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中 HW08 类危险废物。钻井施工、井下作业等过程中，采取“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗土工膜，并配备泄油器、刮

油器等设备，及时回收产生的落地油和含油污泥，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，措施可行。

建设单位应当在环境监理的过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、漏”，及时回收落地油。

6.4.4 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。

6.4.5 废润滑油及其包装桶

废润滑油及其包装桶属于危险废物，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。

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）场所应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。

6.4.6 废包装袋

KOH 和过硫酸钾废包装袋属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，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。

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，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。

6.4.7 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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理，生活垃圾处置措施可行。

综上，项目施工期产生的各种固体废物均可得到合理处置，对周围环境影响较小。

6.5 土壤污染防治措施及其可行性论证

6.5.1 污染防治基本要求

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、应急响应全阶段进行控制。

6.5.2 土壤污染防治措施及其可行性论证

（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染；

（2）井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本项目建设期间主要进行地面工程的建设、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，本项目对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地；

（3）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道；

（4）对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式进行，以便其尽快恢复植被生长；

（5）柴油储罐、油品储罐或废水储罐等设置围堰或围墙，采取地面硬化措施或采用具备相同防渗效果的措施；

（6）新建井场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个级别。其中，重点防渗区包括井场钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐等，防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-11} \text{cm/s}$ ；

(7) 项目所依托危废暂存点均应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中有关规定建设,暂存点内底面及提交进行基础防渗,防渗系数至少满足 1m 厚粘土层(渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$),或 2mm 厚高密度聚乙烯,或至少 2mm 厚的其它人工材料,但渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$;

(8) 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;

(9) 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;

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

(11) 严格按照相关要求,对永久占用的公益林地进行补偿等。

(12) 在环境现状调查阶段,需针对公益林、湿地等敏感区域细化调查内容。土壤污染影响评价范围(井场占地及外 1km)内,若公益林、湿地分布于该范围,需重点检测其土壤中与项目相关的特征污染物背景值(如石油烃等),分析土壤理化性质(如 pH 值)对污染物迁移的潜在影响,并明确敏感区与井场的空间位置关系;土壤生态影响评价范围(占地及外 2km)需全面调查公益林的植被群落结构、湿地的水文特征等。

在影响预测评价阶段,需结合敏感区特性开展针对性分析。土壤污染影响预测需分析 1km 范围内污染物(如泄漏情景下)向公益林根系层土壤、湿地土壤的迁移路径及累积风险,评估是否超出土壤污染风险管控值,重点关注湿地土壤吸附污染物后对水生生物的间接影响;土壤生态影响预测需重点评估 2km 范围内公益林、湿地的生态系统响应,包括项目活动对敏感区生态服务功能的损害程度,同时提出有效的生态恢复措施。

6.6 生态保护对策措施及其可行性论证

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。

6.6.1 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 6.6.1-1 生态恢复措施统计表

建设项目	永久占地			临时占地（不含永久占地）		
	面积		占地类型	面积		占地类型
182 口井井场	13.68	7.114	永久基本农田	118.848	60.613	永久基本农田
		6.566	草地		58.235	草地
	132.528					

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。

6.6.2 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。

6.6.3 永久基本农田保护措施

- (1) 项目选址占用农耕区，在选址过程应注意尽量避开永久基本农田。
- (2) 合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。
- (3) 施工便道应尽量避开永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。
- (4) 建设单位应严格执行国家及地方法律法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。
- (5) 建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。
- (6) 划定施工范围，减小临时占地面积，减少对永久基本农田的占用。
- (7) 严格按照《中华人民共和国基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域永久基本农田地力。
- (8) 施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。
- (9) 施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

6.6.4 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。

6.6.5 防沙治沙措施

本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（2）在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

（3）施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（4）施工作业避免在大风天施工。

（5）根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结

合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.6 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，严格监督在规定区域内作业，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。

6.6.7 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。

（5）井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复；

(6) 施工建设期, 施工车辆应固定行驶路线, 施工结束后, 对施工期由于施工车辆碾压所破坏的地表植被进行恢复;

6.6.8 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。

6.6.9 生态补偿措施

6.6.9.1 耕地补偿措施

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。

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。

6.6.9.2 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期需采取的防沙治沙措施如下：

（1）施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（2）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

（3）根据当地情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，以种植草本和灌木植物为主。

（4）施工作业避免在大风天施工，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

6.6.10 生态修复方案

对拟废弃井场、道路等的生态修复，要通过增加生态系统恢复和保护措施，采取措施促进植被恢复和栖息地修复，以恢复井场周边生态系统的功能和强度。可以包括进行树木和植物的重新种植，建立人工湿地和鱼类栖息地等恢复措施。加强对生态系统的保护，例如设置保护区域和限制人类进入井场区域的规定。采取措施保护当地动植物，开展监测评估，以确保生态系统的长期稳定。具体操作如下：

（1）工程完工后，及时选择抗逆性强、适生性强、生快长、自我繁殖和更新能力的乡土树种、草种恢复弃土区、临时占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。

（2）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。

（3）针对性保护措施

本项目新增总占地面积为 132.528hm²，其中永久占地 13.68hm²，临时占地 118.848hm²，包括永久基本农田、草地等。

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(永久基本农田), 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。GY25-Q9-H109 井场和 GY15-Q2-H14、GY15-Q7-H14、GY15-Q5-H15 井场占用部分湿地, 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。

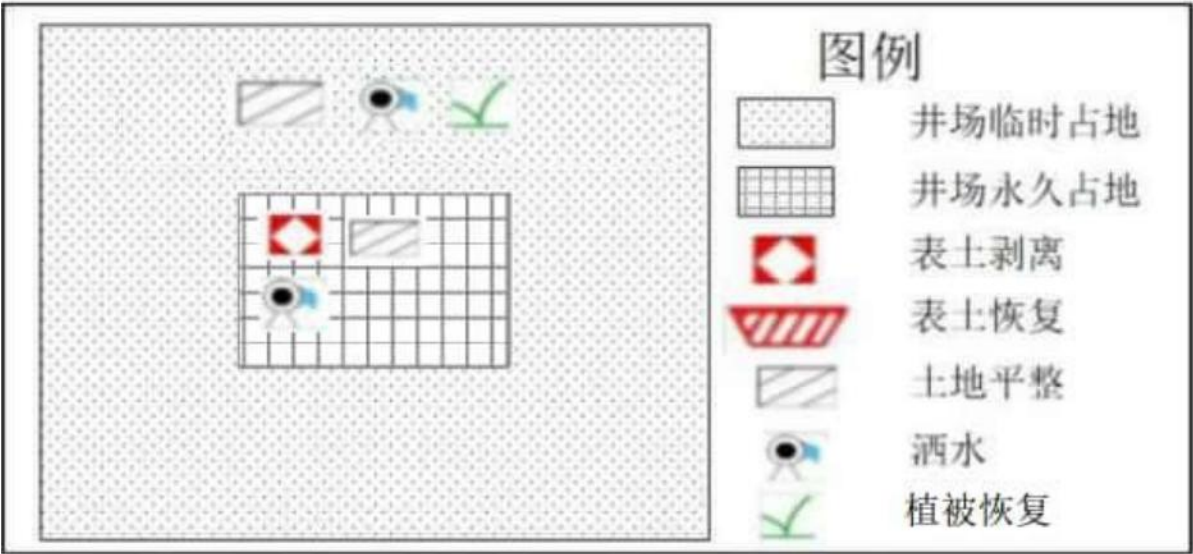


图 6.6.10-1 钻井井场典型生态保护措施平面布置示意图

6.6.11 环境监测

6.6.11.1 监测目的

本项目的建设不可避地对区域内生态系统造成一定的干扰，为科学评估工程建设对区域内生态系统产生的影响及评估生态恢复效果，需对周边可能受到项目影响的区域生态现状进行监测。

6.6.11.2 监测内容

生态监测内容主要包括陆生植物多样性、陆生动物多样性、生态系统、景观 3 个方面。

(1) 植物多样性及植被

- ①通过植物样方调查植物种类、多度、高度、冠幅、胸径、郁闭度、盖度；
- ②植物群落类型的结构，包括物种数、物种组成和各物种的相对比例。

(2) 陆生动物多样性

沿着固定样线调查统计兽类、鸟类、两栖类和爬行类的物种及出现频率。

(3) 生态系统和景观

①生态系统类型和结构；

②景观斑块的变化。

由于样方和样线调查不能覆盖全部工作范围，为了对评价区域有更深入的了解和挖掘，可通过访问当地居民、集市等方法对调查结果进行修正。

(4) 水生生态调查监测

①水生生物调查：浮游动物、浮游植物、底栖动物、大型水生植物的种群（或种类）、现存量（包括生物量、数量或密度）、优势种、地区分布、生态习性、经济价值等。

②鱼类调查：鱼类的种类组成、优势种类、分布、生活习性、年产量、饵料来源、鱼类三场分布位置、生态条件等，鱼类区系历史变化情况；特别是珍稀保护和特有鱼类的种类、数量变化情况。

6.6.11.3 监测位置与时间

监测位置：根据工程特点和工程影响区域人居密集的环境特征，主要监测以自然生境为主的直接影响区和可能的间接影响区，兼顾监测受影响农耕地的恢复/变化情况。陆生生态监测位置设置在各工程集中分布区有代表性的施工区域及周边可能的间接影响区。调查时根据工程实际情况在各位点及周边布设固定的监测样线及样方。

监测时间：建议施工后的第一年和第二年在开展后评价过程中进行调查，每次调查时间应考虑植物生长和景观变化的季节性与鸟类的迁徙性等因素。

表 6.6.11-1 生态监测点位表

名称	经纬度		位置	监测对象
	经度	纬度		
陆生生态监测点 1#	124.3112002	46.10078144	GY15-Q2-H15 井场	临时用地动植物区系组成、分布及其特点、种群数量、生物多样性的变化，植被恢复措施执行情况等。周边河流浮游动植物、底栖动物、水生植物及鱼类的组成
陆生生态监测点 2#	124.2801072	46.12917649	GY15-Q5-H5 井场	
水生生态监测点 1#	124.3058395	46.10044298	湿地 230624211000007899	

水生生态监测点 2#	124.2942309	45.99503864	湿地 230624211052007442	及分布等
------------	-------------	-------------	--------------------------	------

6.7 地下水污染防治措施及其可行性论证

根据评价区环境水文地质条件，建设项目特点，环境影响预测及评价结果，确定污染物的运移方向及影响范围，在预测结果的基础上，提出需要增加或完善的地下水环境保护措施与对策。地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。合理可行、操作性强的地下水污染防治的环境管理体系也是非常必要的，包括地下水环境跟踪监测方案和定期信息公开等。

6.7.1 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。

6.7.1.1 井的建设管理要求

(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。

6.7.1.2 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) 做好泥浆收集设施的防漏、防渗处理，泥浆收集设施底部地面整体铺设高密度聚乙烯防渗膜。防渗膜的渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ ，隔水性能极好，24 小时透水率仅为 0.01%。

具体施工要求如下：

A、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处理有限公司南区污水处理厂处理。

6.7.2 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 6.7.2-1 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
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 6.7.2-2 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 6.7.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机	

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

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
	强	易	污染物	
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 6.7.2-4 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、其他材料房、生活污水收集池	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：

施工期：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 6.7.2-5 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	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	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	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	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
	压裂、试油	压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）	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（包括井口、三相分离器、计量池、储液罐、修井机所在区域）	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）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 $1.0\times 10^{-11}\text{cm/s}$	
		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
		一般防渗区	生活污水收集池区	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

时序	分区 防渗	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
	简单 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	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

在地下水分区防控工程中，应通过全流程技术管控确保防渗体系可靠性：采用三开井身结构（表层 $\phi 339.7\text{mm}$ 套管+技术 $\phi 244.5\text{mm}$ 套管+生产 $\phi 139.7\text{mm}$ 套管）实施分级封隔，运用 G 级油井水泥等配合紊流顶替工艺保障固井质量，通过声波变密度测井（胶结指数 ≥ 0.8 ）验证环空密封性，单井固井质量要求及水泥用量详见表 3.3.4-8 和 3.3.4-9 所示；施工完成后执行阶梯式试压，结合井温测井与放射性示踪检测双重验证完整性。

在站场及井场等重点作业装置区，应构建“源头控制+过程阻断+末端监控”的立体防渗体系：按照相关文件要求采用符合要求的防渗层，施工中同步埋设渗漏监测设施，结合地下水监测井网络形成全周期污染防控网络，确保各环节防渗措施符合国家相关技术规范要求。

6.7.3 地下水环境监测与管理

本次施工期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；本项目所依托的污水处理站定期进行水质监测。因此施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测等情况，主要监测对象有地下水环境等，根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

依据《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）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《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）等标准导则制定本项目的监测计划。

本工程地下水跟踪监测点的确定原则主要从以下方面考虑，一是监测点尽量布置在井场相对集中的下游；二是监测点尽可能布设在重点污染风险源处附近；三是尽量每个区块都有监测点。

区域地下水总体流向为由北向南，根据项目井场分布、周边地下水井分布等情况，在区域上游设 1 个背景监测点，在项目区域内设置 2 个跟踪监测点，区域下游设 2 个跟踪监测点，共计 5 个跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，具体监测计划见表 6.7.3-1，监测井布点图见图 6.7.3-1 所示。

表 6.7.3-1 本次项目地下水跟踪监测井基本情况统计表

序号	点位	坐标 (°)	相对位置	地下水类型	井深 (m)	监测因子	备注	监测频次
1	项目区域上游九家子	124.1961367, 46.14944193	GY15-Q5-H11 西北侧 554 米	承压水	130	pH、耗氧量、氨氮、石油类、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、砷、六价铬	利用现有水井	半年一次
2	项目区域内大革村	124.1978645, 45.90721103	GY2-Q9-H130 西侧 918 米	潜水层	22			
3	项目区域内西边界屯	124.441208, 46.037963	GY1907-Q9-H8 东南侧 1.659km	潜水层	19			
4	项目区域下游喇嘛地房子	124.333727, 45.884921	GY16-Q9-H126 北侧 555 米	潜水层	23			
5	项目区域下游二等户屯	124.3219007, 45.79953601	GY16-Q9-H122 南侧 1.57km	潜水层	115			

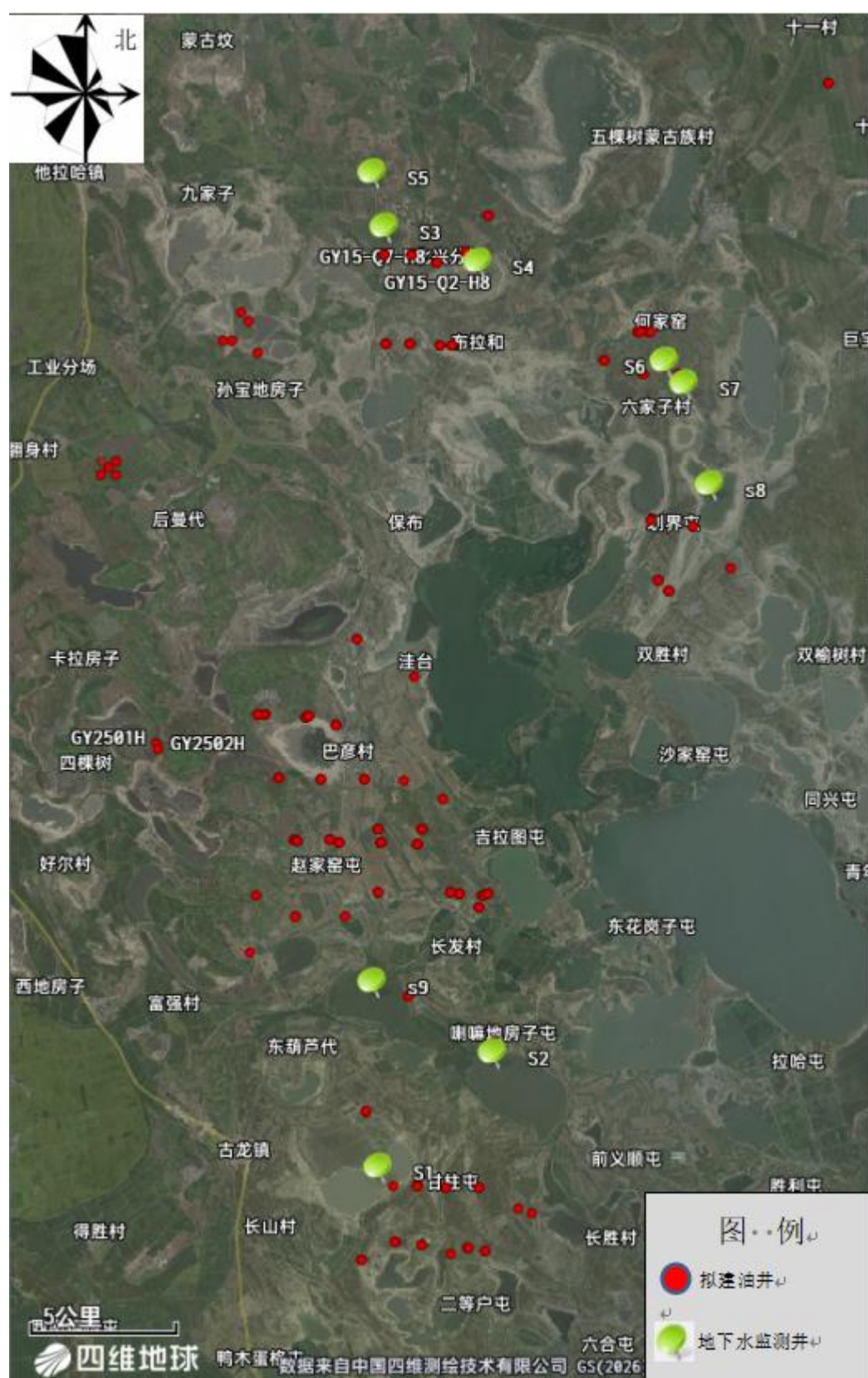


图 6.7.3-1 地下水监测井示意图

6.7.4 应急响应

评价建议建设单位制定地下水污染风险应急预案。

制定预案的目的：有序开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降低污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 6.7.4-1。

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时向各级政府呈报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程进行验收。

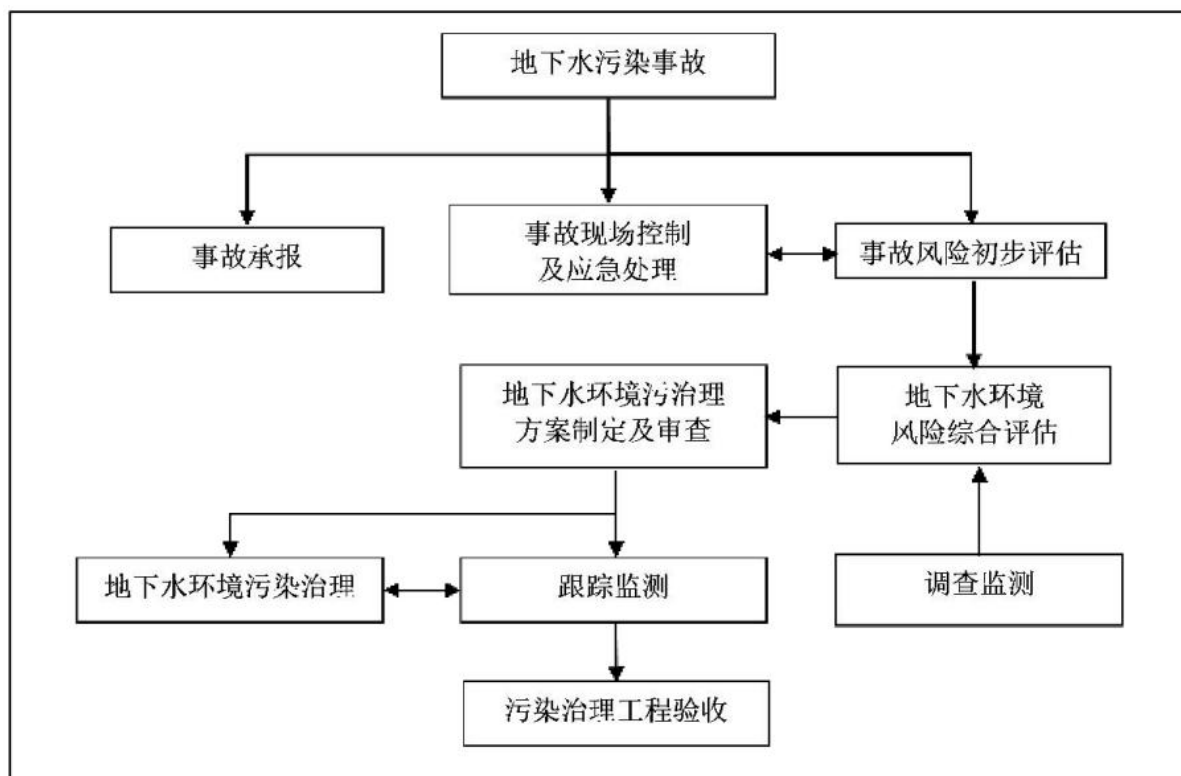


图 6.7.4-1 地下水污染事故处理程序框图

6.8 温室气体管控

6.8.1 定义

温室气体指的是大气中能吸收地面反射的长波辐射，并重新发射辐射的一些气体，如水蒸气、二氧化碳、大部分制冷剂等。它们的作用是使地球表面变得更暖，类似于温室截留太阳辐射，并加热温室内空气的作用。这种温室气体使地球变得更温暖的影响称为“温室效应”。二氧化碳、甲烷等是地球大气中主要的温室气体。

6.8.2 危害

温室气体的增加对气候和生态系统的影响是一个更为复杂的问题，主要影响如下：

- (1) 地球表面变暖，南北两极冰川迅速融化。
- (2) 部分地区蒸发快会变得更加干燥，但其他地方降水量会变多，从而引起洪水灾害。
- (3) 海拔和高纬度地区冬天会有更频繁、更大的暴风雪。
- (4) 沿海海平面上升后，赤道附近的许多岛屿将被淹没在海平面以下。
- (5) 大量物种迅速灭绝，全球变暖使全球三分之一的物种受到威胁，温度和降雨量的变化导致植物发生惊人的迁移，全球生态系统发生变化，生物群落遭到破坏，活动范围发生变化，导致物种大规模死亡。
- (6) 森林火灾更频繁、更严重，对温室效应是恶性循环。
- (7) 气候变暖，许多有害昆虫增加。

6.8.3 温室气体防治措施

本次评价根据本项目建设特点，全流程梳理，涉及的温室气体主要为二氧化碳、甲烷，来源主要为井场放空气体。井场放空气体全部通过火炬进行燃烧排放，燃烧产生的气体中含有二氧化碳、甲烷等温室气体。

6.8.4 管控措施和要求

结合《甲烷排放控制行动方案》要求，为进一步减少温室气体的排放，本次评价建议推动技术创新：加大对低碳技术研发和创新的投入，推动清洁能源和减排技术的应用和推广。

6.8.5 小节

通过采取以上措施后，本项目会实现节能降耗减排，减少气体逸散，温室气体排放量将逐渐降低，从而实现减少对环境 and 生态系统的影响。

6.9 环保措施投资估算

6.9.1 环境保护投资估算

本项目总投资 546000 万元，全部来自企业自筹，其中环保投资 2730 万元，占总投资的 0.50%，环保投资估算情况见下表。

表 6.9.1-1 环境保护投资估算表 单位：万元

一、环保设施投资					
分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资（万元）
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%	每个井场 1 套泥浆不落地系统	814
		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	/	160
		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处理有限公司南区污水处理厂处理	/	34
	废气	施工扬尘	施工场地围挡、洒水抑尘，施工场地、道路临时硬化	若干	42
			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	/	17
			运输车辆遮盖篷布等	/	17
	噪声	机械设备	隔音、减振、消声设施	/	25
	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、一般废包装袋等统一收集送天然气分公司工业固废填埋场处置；	/	415
		危险废物	废弃油基钻井废水、钻井泥浆、油基岩屑和废弃射孔液、落地油和含油污泥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、KOH 和过硫酸钾废包装袋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	/	885

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

			资质单位处理		
		生活垃圾	生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	/	38
	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	若干	143
	生态	生态恢复	对永久占用的 7.114hm ² 耕地进行经济补偿（旱田补偿 2.10 万元/hm ² ）	/	14.94
			对永久占用 6.566hm ² 草地进行经济补偿（草地补偿 0.37 万元/hm ² ）	/	2.43
		生态补偿	对临时占用的 60.613hm ² 耕地进行等质量复耕，对临时占用的 58.235hm ² 草地进行自然恢复（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）	/	122.63
		防沙治沙	防沙治沙措施及水土流失措施	/	
	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	/	计入工程投资
合计					2730

6.9.2 环境效益简要分析

项目建设中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物

的数量，将取得一定的环境效益。

6.10 环境影响经济损益分析

建设项目的开发将有利于地区经济的发展，但同时也会产生相应的环境污染。因此，就建设项目而言只有解决好环境问题，才能保障环境与经济的协调发展，走可持续发展的道路，才能形成良性循环。企业本着既要发展经济，又要保护环境，走可持续发展的战略的宗旨，进行项目建设，使项目投产后具有一定的社会效益、经济效益和环境效益，努力做到环境与经济协调发展。

工程建设过程中，由于井场建设需要临时和永久占用大面积的土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的环境损失。一般分析，环境损失包括直接损失和间接损失。直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生态环境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由于土地资源损失而引起的其他生态问题，如荒漠化、生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

本项目施工期的影响是短暂的，待施工结束后随之消失，环境直接和间接损失较少，对环境影响较小。

7 环境风险评价

7.1 风险调查

本项目建设内容主要包括井场的建设，其中主要的风险单元为钻采井场等。

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。钻井过程中使用的柴油储罐发生泄漏进入土壤，会对土壤、植被的影响，或导致火灾爆炸。伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。

7.2 环境风险潜势初判

本项目施工期涉及的危险物质为柴油，储存于井场的柴油储罐内，每个井场各设置 1 个钢制柴油罐，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，通过放空火炬燃烧放空，火炬距离井口最远约 100m（管径为 DN150）。

项目所涉及危险物质最大存在量按以下方式计算：

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 0.835t/m³ 计，伴生气密度按 0.717kg/m³ 计。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中提出的危险物质数量与临界量比值（Q）计算公式计算 Q 值：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在量，单位为吨(t)；

Q₁, Q₂, ..., Q_n—每种危险物质的临界量，单位为吨(t)

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

施工时段	危险单元	危险物质	最大存在总量 $q_n(t)$	临界量 $Q_n(t)$	该种危险物质 Q 值	备注
施工期	柴油储罐	柴油	26.72	2500	0.011	单座井场
	伴生气管线	甲烷	0.0013	10	0.00013	单座井场
	合计				0.01113	/

由以上计算结果可知，本项目各阶段 Q 值均 <1 ，环境风险潜势为I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，结合建设项目特点，本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。本项目环境风险敏感目标为井场周边敏感点等，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。项目周边敏感目标分布情况详见第二章 2.7 小节。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目钻采井场使用的各类原辅材料、生产过程中产生的各类危险废物，经分析判别均不属于危险化学品，不涉及环境风险导则中的风险物质。本项目所涉及的危险物质主要有原油、伴生气（不含硫化氢）、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物一氧化碳，根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），上述危险物质的危险特性见下表。

表 7.3.1-1 危险物质分类表

危险特性		危险物质
有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	CO
	急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	伴生气
	易燃气体	原油
	易燃气体	柴油

本项目涉及的各类危险物质的危险性分析如下：

（1）原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，该项目开采的原油密度 0.7902kg/cm^3 ，凝固点 12.5°C ，含蜡量 15.1%，原油为低毒性物质。根据《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008[2018 年版]），其为火灾危险性甲类物质。原油的特性见下表。

表 7.3.1-2 原油特性表

理化常数	序号	1967		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleum		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	< 28°C		
	凝固点	$18.3\sim 19^\circ\text{C}$	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） $0.84\sim 0.86$	稳定性	稳定
	爆炸极限	$1.1\%\sim 8.7\%$ （体积）	自然温度	$280^\circ\text{C}\sim 380^\circ\text{C}$
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，其蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 摄入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，用砂土吸收残液。			
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。			

灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，马上撤离。灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。
------	---

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

- ①火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；
- ②易蒸发性：油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；
- ③毒性物质：原油具有一定的毒性；
- ④易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；
- ⑤易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；
- ⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器灌装过满，超过安全容量，或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

（2）伴生气（甲烷）

伴生气以甲烷（CH₄）气为主，并含有总量不多、各自数量不等的重烃（C₂-C₅）气。根据天然气中重烃（C₂以上）的含量，把天然气分为干气（贫气）和湿气（富气）。重烃含量高于或等于 5% 的定为湿气，含量低于 5% 的定为干气。湿气多与原油共存，也常被称为伴生气。其危险特性见下表。

表 7.3.1-3 伴生气特性表

CAS 号		74-82-8	
中文名称		甲烷	
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	在标准状态下（0℃，101.325kPa）为 0.717kg/m ³	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。 与五氧化二磷、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

（3）柴油

柴油是易燃烧和爆炸的物品。

①柴油的电阻率较大，因摩擦、吸附、沉降、溅泼、喷雾、碰撞均可产生静电积累，并可能导致产生火花。直击雷、雷电感应、静电火花是造成加油站火灾爆炸事故的最常见因素。

②柴油具有一定的毒害性，高浓度接触或者长期接触可使人产生急性或者慢性中毒。

表 7.3.1-4 柴油危险特性

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点（℃）	180~410（约）	比重（水=1）	0.8~0.9
饱和蒸汽压（kPa）	0.67kPa（25℃，纯品）	熔点（℃）	-35~20

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇等。
外观与气味	稍有粘性的浅黄至棕色液体。		
火灾爆炸危险数据			
闪点（℃）	≥65	爆炸极限（V%）	1.5～4.5
引燃温度（℃）	285		
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。		
灭火方法	喷水冷却容器，可能时将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
反应活性数据			
稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、卤素
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳		
健康危害数据			
侵入途径	吸入、皮肤、口		
健康危害（急性和慢性）：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
泄漏紧急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压空气呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
储运注意事项：配备相应品种和数量的消防器材。罐储要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，充装要控制流速，注意防止静电积聚。			
防护措施			
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴正压空气呼吸机。	身体防护	穿防静电服
手防护	戴防护手套	眼防护	必要时戴安全防护眼镜
其它	工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底清洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动的清水彻底冲洗。就医。 食入：尽快彻底洗胃，就医。		

（4）一氧化碳

原油等发生火灾爆炸时产生次生污染物一氧化碳，其主要理化性质及危险特性见下表。

表 7.3.1-5 一氧化碳理化性质及危险特性

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

标识	中文名：一氧化碳		英文名：carbonmonoxide
	分子式：CO		分子量：28
	危规号：21005	UN 编号：1016	CAS 号：630-08-0
理化性质	外观与形状：无色无臭气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂
	熔点（℃）：-199.1		沸点（℃）：-191.4
	相对密度：（水=1）0.79		相对密度：（空气=1）1.11
	饱和蒸汽压（kPa）13.33（-257.9℃）		禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力（MPa）：3.50		临界温度（℃）：-140.2
	LC ₅₀ ：2069mg/m ³ （人吸入 1 小时）		
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：610		闪点（℃）：<50
	爆炸下限（%）：12.5		爆炸上限（%）：74.2
	最小点火能（MJ）0.3~0.4		最大爆炸压力（MPa）：0.720
	燃烧热（J/mol）：285624		燃烧（分解）产物：二氧化碳
危险特性	危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，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：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：CO 在血液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、头晕、耳鸣、心悸、恶心、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、甚至中度昏迷，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、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。		
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m ³		

7.3.2 全过程生产系统危险性识别

油气田开发过程中所涉及的功能单元，从表 7.3.2-1 可以看出，石油天然气开采工程环境风险诱发因素较多，其中影响范围较广的风险事故主要为井喷，井场火灾等几种类别。井喷带来的环境风险主要出现在钻井、井下作业、完井等过程中，事故成因

一般是地下压力过大，导致原油等风险物质喷出外泄，对井场周边生态环境、环境空气、土壤环境、地表水环境等造成污染。油田开发中后期，原油泄漏是主要风险事故，事故成因是腐蚀、设备老化、检修不及时、操作失误及原油运输罐车交通事故等。

表 7.3.2-1 本项目各功能单元潜在的危害性分析

时期	功能单元	主要事故类型	产生原因
施工期	钻（完）井	柴油罐泄漏	柴油罐等意外破损将引起周边土壤污染
		井喷和井喷失控	钻井进入高压流体的地层后，因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。
		火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸；现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。
		井漏	钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。
	试油及井下作业	井喷	射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采油作业时因井控失效发生井喷。
		油气及含油废水泄漏	采油作业中井口装置泄漏（如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等），井场原油储罐发生泄漏（阀门、罐体等）。
		火灾、爆炸	井喷失控可导致火灾爆炸事故；流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，泄漏油气遇火源着火、爆炸。

建设项目环境风险以安全事故和自然因素引起的环境风险为主，最主要为井喷和井场火灾爆炸引起的环境污染。

（1）井喷事故

通过对项目开发区块内的已钻井压力监测和完钻井测试，油层压力分布规律已基本掌握，储层物性及基本特征已基本清楚。由于油气田地处于空旷区域，周围无环境敏感点，即使发生井喷事故，其对周边环境的影响较小，大庆油田成熟的压井措施以及对井喷事故的控制能力可以将工程井喷失控的发生概率降低至最低水平。

（2）钻井井场

在钻井、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。

一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油、柴油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生 CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油、柴油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

- (1) 井场发生井喷对环境空气、水环境、土壤环境及植被等的不利影响；
- (2) 套管返水、井封不严等导致含油水对地下水造成的污染影响；

各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见下表。

表 7.3.3-1 项目环境风险识别表

时期	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
施工期	钻采井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	污染大气：原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差	井场周边居民点、地表水、土壤
		采油井	原油、次生 CO	井漏/套外返水	污染大气、地下水水质	井场周边居民、地下水
		柴油储罐	柴油、次生 CO	泄漏、火灾爆炸	污染大气和土壤	井场周边大气、土壤

7.4 环境风险事故情形分析

7.4.1 施工期环境风险事故情形分析

7.4.1.1 钻井过程井喷事故

钻井作业是通过地面钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井和井下作业过程中也有发生井喷的可能性。

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。

当钻井钻穿高压油气层时，由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。在钻

井过程中由于操作者直接责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障是造成井喷失控事故的主要因素。通常井喷可能由以下因素引起：

- (1) 地层压力过高，钻井泥浆的密度偏低，使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度不够。
- (2) 起下钻后未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷。
- (3) 对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大得多。
- (4) 井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求。
- (5) 施工组织不严密，违章逾越程序。
- (6) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

7.4.1.2 钻井期套管破损

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本项目在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。造成套损的因素有地质因素和套管质量不合格。当泥岩性质较不稳定，在高温高压下能产生蠕变，在有水侵入时易膨胀，当泥岩含水 10% 以上时，泥岩拥有较高的塑性，几乎将全部上覆岩压转移到套管，使其变形损坏，泥岩的水来源是钻井过程中的泥浆失水。套管质量不合格主要表现在管壁厚薄不均或壁厚达不到要求，管体和接箍有裂纹、内痕，管子存在不圆度，造成套管使用寿命不长。另外，由于螺纹加工精度不高，造成丝扣不密封，套管内外气体与液体由于压力不同互相串通，长期作用后，扩大了丝扣孔隙，导致套管损坏，套管破损可能性很小。一旦套管发生破损，原油或天然气从破损套管中漏出可能对地下水造成污染。套管破损可能的污染途径包括：污染物通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

7.4.1.3 钻井期井漏

本项目井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

7.4.1.4 钻井期伴生气泄漏

钻井期正常情况下，井口存在伴生气的无组织泄漏，但不会造成突发性环境污染。

非正常工况和事故情况下，如发生井喷致使伴生气泄漏外溢，会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目所在油田区域发生井喷事故概率很小，且油田伴生气储量较少，伴生气泄漏事故造成人员伤害及环境污染的可能性较小。

7.4.1.5 柴油储罐泄漏

正常情况下本项目钻井依托井场柴油发电机，产生少量燃烧烟气，柴油储罐正常情况下不发生泄漏，防渗布可重复利用，事故状态下发生泄漏，产生的含油废防渗布属于危险废物，委托有资质的单位处理。

施工场地柴油罐发生泄漏的情况时，导致柴油外泄，会对区域地下水产生影响，并极大提高火灾风险。因此，本项目应对钻井井场柴油罐区底部铺设防渗布进行防渗，以防止泄漏污染区域地下水。柴油罐区设置不低于 0.3m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰有效容积应不小于两座储罐容积之和。柴油为乙 B 类可燃物，根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中相关规定，柴油罐区设置位置应距离发-电房等易产生明火的位置 20m 以上。

7.4.1.6 废矿物油泄漏

本项目机械修理等过程中产生的废矿物油及其包装桶、含油废防渗布、KOH 和过硫酸钾包装袋等危险废物均收集后暂存于井场危险废物贮存点，其中废矿物油如果发生泄漏，可能污染土壤、地下水。因此，本项目应对危险废物贮存点进行重点防渗，以防止机修废矿物油泄漏污染区域地下水，铺设 2mm 厚密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中基础防渗的要求。在采取以上措施后，废矿物油泄漏导致污染土壤、地下水的可能性极小。

7.4.1.7 突发火灾、爆炸事件

井喷、柴油罐操作不当，造成原油、柴油等泄漏遇明火引起火灾爆炸事故，造成环境空气污染。项目井场采取了一系列井控措施，同时对柴油罐进行规范化管理，井

场内不使用明火，因此突发火灾、爆炸事件的可能性极小。

7.4.1.8 物料运输期间环境风险

本项目涉及物料均采用汽车陆路运输，包括井场用水、钻井原辅材料、柴油等，在对柴油等危险品运输期间，若发生泄漏事故，将产生一定的环境风险，因此，危险品的运输工作应由持有相应运输资质的单位组织实施，运输过程应按照《道路危险货物运输管理规定》执行，具体运输线路力求最短、对沿路影响小，避免运输过程中产生较大的风险影响。项目所在区域已有相应井排路、乡道等已有道路，危险物料运输期间，均沿已有道路运输，尽量避让村屯等人口密集区域，运输人员须经过相应应急培训并持证上岗，运输过程如发生洒落、泄漏事故，应立即上报事故泄漏情况，并派人立即清理，将散落物料全部收集，仍送相应地点储存或处置。采取以上措施后，项目危险物料运输过程基本不会出现泄漏情况，不会污染周边环境。

7.4.1.9 井下作业过程

本项目井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起：

（1）未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水、油污泄漏进入环境，造成污染；

（2）作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。由于该工程地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。

大庆油田实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

7.4.1.10 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能

对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井身结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管双层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

7.4.1.11 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，次生 CO 等还会对区域内环境也将产生严重的污染。

7.4.1.12 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为 1 号试验站、2 号试验站、大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理、大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）、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、第九采油厂危险废物贮存库、天然气分公司工业固废填埋场等，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

- （1）组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- （2）设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- （3）设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- （4）控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- （5）泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

根据调查，依托场站内未发生过环境风险事故。

7.5 环境风险分析

本项目环境风险主要包括钻井过程、井下作业过程、原油生产过程，由于人为或自然的原因可能发生的原油、含油污水、柴油及天然气泄漏，会对大气环境、水环境、土壤、生态环境产生不同程度的影响。

7.5.1 事故状态下对大气环境的影响

（1）井喷

井喷情况下喷出的天然气和原油会直接对大气环境带来影响，污染物量较大的主要为烃类气体。井喷时原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染。但是由于大庆油田经过多年

开发，油层压力较小，出现井喷的可能性极小，且采出液中含水率较高，所以发生井喷并造成较大环境事故的可能性很小。

(2) 突发火灾、爆炸对环境空气的影响井喷、柴油罐操作不当，造成原油、柴油等泄漏遇明火引起火灾爆炸事故，造成环境空气污染。项目井场采取了一系列井控措施，同时对柴油罐进行规范化管理，井场内不使用明火，因此突发火灾、爆炸事件的可能性极小。

7.5.2 事故状态下对地下水环境的影响

(1) 柴油罐泄漏对地下水影响分析

本项目使用的柴油在柴油罐中储存，存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。本项目采取了罐体及管道在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施；罐体安装前及管线敷设前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体及管线全线进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体及管道的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体及管道的参数控制、泄漏检测；柴油罐区进行重点防渗处理，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，柴油罐泄漏的可能性很小，且由于油田开发区地表以下 2-3m 土层隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

(2) 套损对地下水的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂发生泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的概率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的概率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

(3) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目钻井泥浆均采用水基泥浆和油基泥浆，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高分子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

7.5.3 事故状态下对地表水环境的影响

本项目部分井位距离地表水水体较近。项目对地表水体的污染主要是井喷、井场内管线泄漏、修井作业施工造成含油污水、原油随地表径流及雨水进入周围地表水体，造成污染影响。

石油类进入地表水体后将在水面形成一层油膜，受到破碎波的作用，使一部分以油滴形式在水中形成分散油，另外，由于机械动力，如旋涡、破碎浪花、湍流等因素，使油和水激烈混合，形成油包水乳物和水包油乳化物。这两种作用都将增加水质的油类浓度，特别是上层水中的浓度将明显增加。另外，由于油膜覆盖，将影响到水-气之间的交换，减弱了水体复氧作用。同时油类的生物分解和其自身氧化作用又消耗水体中的溶解氧，使水体缺氧并可能导致生物体死亡。另外，油膜还能降低表层水体中的阳光辐射量，阻碍浮游植物的光合作用，甚至引起死亡，同时也使以浮游植物为主要食物来源的浮游动物大量减少死亡。油类化学毒性还会破坏细胞膜的正常结构，干扰生物体的酶系。

石油具有低毒性，对于耐毒性较差的生物可能会死亡，尤其是初级和幼体生物；

耐毒性较强的生物也降低了对传染病和外界刺激的抵抗能力；由于某个生物群落中断繁殖，可能破坏食物链的某个环节，导致生态破坏；石油在生物体内可积累，使其进入食物链，最终将影响人类的健康。

原油进入地表水后会对地表水产生一定的污染影响。若一旦发生泄漏后，及时采取相应的应急处置措施，可将污染物对地表水的影响降低到最低。

（1）井喷对地表水的环境风险分析

项目井场内油井发生井喷时，大量的油品泄漏进入周围地表水体，会对周围地表水体造成严重污染，进一步会影响水体中动植物。

为预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染，事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。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。由于本项目所在区地层压力较低，要靠抽油机采油，并且在钻井作业中采取了相应的井控防喷措施，一般不会发生井喷事故。

如发生井喷事故，应在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。本项目不占用地表水体，连南引水渠道、吴家窑南泡、北兴泡子、哈拉黑泡及其他 3 处无名水泡等距离本项目油井井场较近，在其附近钻井施工时，如果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。石油中的可溶组分会溶于水中，对水生生物有直接的危害。

本项目事故状态下对地表水污染途径主要是地表水体附近井场的事故泄漏。一旦井场发生泄漏事故，立即采取围堰封堵，并将被污染的土壤回收，避免污染物随地表径流进入水体，定时巡井，井场泄漏都能够被及时发现，并且井场与水体之间最近距离为 45m，因此，即便发生泄漏事故，泄漏的油污污水进入地表水体可能性较小，因此不会对其造成污染影响。

本项目应加强建成后井场的巡查与维护，避免井口发生漏油等现象。确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，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，避免污染周围地表水体；对暴雨、洪水等自然灾害提前预警，如发生洪水淹没井场等情况下，及时封停可能淹没的平台，确保不会污染周围地表水环境。

在发生事故情况下，若油水已进入工程周围水域，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。井场内管道泄漏的油水污染物在雨季期间可能随地表径流流向下游，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，并马上启动事故应急预案，迅速在管道泄漏点周围修筑围堤，防止含油污水扩散，若含油污水已进入水域，用围油栏将污染水域围住，并及时回收油水，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物。采取应急措施后，不会对地表水体造成较大影响。

（2）井场修井作业对地表水的环境风险分析

为了降低修井作业对周边水体的影响，修井时在井场铺垫防渗布，正常情况下修井时原油散落在防渗布上，落地油回收率 100%，同时禁止在雨季进行油井作业，避免了修井作业落地油随地表径流进入地表水体的可能性。

7.5.4 事故状态下对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

7.5.5 事故状态下对生态环境的影响

项目区域内的生态系统主要是耕地、草地及水域，大量含油污水泄漏可对植被以及水生生态产生影响，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；含油污水飞溅到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降；含

油污水泄漏在干渠穿越段，将向下游扩散进入南引水库，影响周围农田灌溉用水，进而影响植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡。

7.6 环境风险防范措施

7.6.1 施工期环境风险防范措施

7.6.1.1 井控主要措施

- (1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。
- (2) 钻井过程使用双层套管。钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。
- (3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。
- (4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的要求执行。
- (5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。
- (6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。
- (7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。
- (8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。
- (9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。
- (10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，

检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

（11）空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

（12）钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m～350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

（13）钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

（14）需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

（15）完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

（16）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

（17）中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

（18）发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

（19）认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

7.6.1.2 防火、防爆、防泄漏措施

（1）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

（2）距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

（3）钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。

(4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

(5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

(6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

(7) 柴油罐区设置不低于 0.3m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。

(8) 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。

(9) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

(10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如推广抗腐蚀的非金属管线的应用，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；

(12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；

(13) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄漏场所严禁静电和携带火种；

(14) 井场内泥浆池、放喷池、压裂液池等设施铺设双层防渗材布，防渗布接口处应予以粘接；防渗布出现破损，应及时更换或补漏；井架、柴油机、振动筛等大型机械下要铺设双层防渗布，防渗布四周应设置 20cm 高的围堰，防渗材料材质须符合《土工合成材料聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）中“环保用光面高密度聚乙烯土工膜（GH-2S 型）”的各项质量指标。

(15) 距离地表水体较近的井场设置围堰，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。在距离水体较近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。加强水泡附近井场检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

7.6.1.3 危废及危废运输车辆风险防范措施

(1) 井场钻井时铺设双层防渗膜（防渗膜接口处密封），防渗膜周围设置 10cm 高的围堰，及时回收落地油，要求落地油全部回收利用，不外排。

(2) 严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，加强对污水、废液的管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象的发生。

(4) 修井、洗井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

(5) 污油、含油污泥属危险废物，要严格按照危废储存、处置要求进行处理，运输有毒有害物质、油类的车辆不准进入水源保护区。

(6) 加强危废运输车辆的监管，禁止报废车、自行改装车参与运营。定期对车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保车辆不带病上路。

(7) 确保车辆按规定的线路、速度行驶，停放，严禁危废车辆穿越水源保护区。车辆发生运行事故时，应及时向上级部门和应急管理部门汇报，及时处理。

(8) 一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对环境的影响降低到最小程度。

7.6.2 其他环境风险防范措施

本评价针对风险源分别采取不同的环境风险防范措施，其可行性分别论述如下：

(1) 井下作业环境风险防范措施

建议对油井加强巡检、巡视频率，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

2) 井下作业期间施工准备过程要在管、杆桥下铺设高强度防渗布，防渗布四周设 10cm 高围堰；拆卸井口采油束后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门, 观察溢流量大小。如果溢流量较大, 采取清水或泥浆进行压井; 起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化, 井口溢流较小时, 将污水排入污水回收装置, 溢流较大时, 立即停止操作, 迅速关闭封井器, 采取清水或泥浆压井;

4) 打开套管闸门, 启动作业废水收集装置和油水收集器, 使废水废液由套管排出, 经收集后处理;

5) 在井下作业施工有溢流时, 必须下单流阀, 套管出口接到废水回收装置;

6) 井下作业前, 必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态, 水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性; 作业时随时注意进出口排量压力, 防止井喷, 观察拉力计悬重变化, 防止沙堵憋泵。遇阻憋压时, 要立即将管柱上提, 防止管线爆裂。

(2) 运输过程风险防范措施

为减少车辆运输过程中发生风险事故的可能性, 在运输过程中应做到如下几点:

1) 运输人员应有较强的责任心和较好的综合素质, 严格遵守交通规则。

2) 严格遵守相关规定: 对装运污水、废液的槽车、罐体等进行检测; 合理规划运输路线及运输时间; 装运应做到定车、定人等。

3) 运输的驾驶员、船员、装卸人员和押运人员必须了解所运载的物质的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施。运输车辆必须配备必要的应急处理器材和防护用品。

4) 在危险品运输过程中, 一旦发生意外, 不可弃车而逃, 在采取应急处理的同时, 迅速报告公安机关和环保等有关部门, 疏散群众, 防止事态进一步扩大, 并积极协助前来救助的公安交通和消防人员抢救伤者和物资, 使损失降低到最小范围。

(3) 依托场站事故风险防范措施

本项目依托工程主要包括 1 号试验站、2 号试验站、大庆风瀚环保科技有限公司中心处理站处理、大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)、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、第九采油厂危险废物贮存库、天然气分公司工业固废填埋场等, 对于依托场站风险防范措施如下:

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, 各增压分输站内所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。撬装装置可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至放空管或其它安全泄放设施。

2) 各增压分输站撬装装置中的各个罐体容积较小, 均为小容量卧式压力罐, 在防泄漏设计时, 设有高低液位报警连锁, 通过自动调节进口阀门和出口阀门的开度来调节罐内液位高度, 使液位始终保持在安全高度。事故状态下会紧急切断进罐阀门, 并通过连锁设计实现自动关井而切断来液, 能够实现本质安全。

3) 各增压分输站设有三级防控措施: 一级防控措施: 原油储罐、污水储罐和轻烃储罐设有围堰, 防止污染雨水和轻微事故泄漏造成环境污染; 二级防控措施: 配备事故池, 发生事故时用于回收污油污水, 防止污油污水污染外环境, 待事故结束后统一处理; 三级防控措施: 产生的含油污水委托大庆油田水务工程技术有限公司拉运至第九采油厂龙西致密油项目部返排液处理站处理, 防止重大生产事故泄漏物料排出装置区外造成环境污染。

4) 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。罐区周围设置围堰, 围堰高度均不低于 30cm, 并配套事故池。

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

6) 定期维护保养容器、设备和站内管线; 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, 场站内所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。撬装装置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。

7) 站内配备了干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资, 站内现有应急物资可满足本项目投产需要。

(4) 试油环节风险防范措施

油田试油环节作为油气开发的关键前置阶段, 其管理水平直接关系到资源开采效率与生态环境安全。为全面提升试采环节管理效能, 需构建全流程闭环管控体系: 在

源头管控层面，严格执行试采方案审批制度，对井口装置等关键设施开展“日巡检+周维护”，确保压力监测、流量计量等设备精度达标，从硬件层面杜绝跑冒滴漏风险；在过程优化层面，强化作业人员操作规范培训，定期开展井控演练与 HSE 资质考核，提升风险处置能力。此外，针对试采过程中可能产生的含油污水、伴生气等污染物，需配套建设预处理设施，确保达标排放或资源化利用。

7.6.3 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

(1) 根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求贮存。

1) 产生、收集、贮存、利用、处置危险废物的单位应建造危险废物贮存设施或设置贮存场所，并根据需要选择贮存设施类型。

2) 贮存危险废物应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和环境风险等因素，确定贮存设施或场所类型和规模。

3) 贮存危险废物应根据危险废物的类别、形态、物理化学性质和污染防治要求进行分类贮存，且应避免危险废物与不相容的物质或材料接触。

4) 贮存危险废物应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取措施减少渗滤液及其衍生废物、渗漏的液态废物（简称渗滤液）、粉尘、VOCs 等污染物的产生，防止其污染环境。

5) 危险废物贮存过程产生的液态废物和固体废物应分类收集，按其环境管理要求妥善处理。

6) 贮存设施或场所、容器和包装物应按 HJ1276 要求设置危险废物贮存设施或场所标志、危险废物贮存分区标志和危险废物标签等危险废物识别标志。

7) HJ1259 规定的危险废物环境重点监管单位，应采用电子地磅、电子标签、电子管理台账等技术手段对危险废物贮存过程进行信息化管理，确保数据完整、真实、准确；采用视频监控的应确保监控画面清晰，视频记录保存时间至少为 3 个月。

8) 在常温常压下易爆、易燃及排出有毒气体的危险废物应进行预处理，使之稳定后贮存，否则应按易爆、易燃危险品贮存。

(2) 本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012) 的要求处理处置。

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施, 包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程, 确保该过程安全可靠。

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

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具, 并符合相关要求; 运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查, 防患于未然, 保持槽车和良好的工作状态, 保证接地正常。

4) 担任储运人员必须经过上岗培训, 经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护, 了解应急手册应急处理流程, 一旦发生意外, 在采取应急处理的同时, 迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门, 必要时疏散群众, 防止事态进一步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定, 企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》(GB50160-2008[2018 年版]) 要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

7.7 应急预案

7.7.1 突发井喷及井喷失控事件应急处理

现有应急预案中突发井喷及井喷失控事件应急处置程序及要点:

(1) 发现异常。当发现异常情况时, 第一发现人立即报告。

(2) 关井。司钻立即报警, 组织班组人员关井, 班组人员按《钻井井控突发事件岗位应急处置卡》进行操作。

(3) 观察与记录。观察、记录立压、套压并向司钻报告; 汇总钻井液增加量、工程参数及气测显示资料, 记录关井时间, 向值班干部报告; 负责监测井口周围硫化氢及二氧化硫浓度, 并做好记录, 向值班干部报告。

(4) 汇报。值班干部将关井情况及有关数据向井队长汇报，井队长立即向上级应急办公室报告。

(5) 应急措施。听到报警信号或报告后，井队应急小组成员迅速赶赴现场，落实关井情况，研究处理措施，组织备用班组加重钻井液，做好压井准备。

(6) 压井。按照上级应急领导机构的统一指挥实施压井作业。

(7) 扩大应急。一旦井喷失控，应急小组要立即指挥停车、停电，杜绝一切火源，组织全体员工撤到安全区域，并立即向上级应急办公室求援。

7.7.2 火灾、爆炸应急措施

(1) 一旦起火后，立即报警（119），然后切断一切电力设备及电源，并迅速查清着火源。大队义务消防队要利用队内的消防器材进行初级火灾的扑救，控制火势的蔓延，并及时向有关部门领导汇报；

(2) 义务消防队员利用所备灭火器材控制着火点进行扑救工作；

(3) 组织疏散贵重设备，物资和被困人员；

(4) 抢救受伤人员，并保护好抢救出的物资；

(5) 领导组织进行灭火，做出隔离带，对周围的易燃易爆物品进行立即转移，避免火烧连营，减少其他不利因素影响；

(6) 待消防队到达之后，向消防队讲清火情，积极协助消防部门的扑救工作，听从消防队的指挥。

7.7.3 危险废物泄漏应急措施

(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）要求进行报告；

(2) 造成危险废物泄漏后应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

(3) 对于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，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理；

(4) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受到专业培训，穿着防护服，并佩戴相应的防护用具。

7.7.4 应急放空设施相关措施

结合油田区域环境特征（如周边敏感水体、生态保护区分布），针对性制定井喷、泄漏、火灾等情景下的应急处置流程，明确各部门职责分工与响应时限，并将应急放空设施的安全设置作为重点校验内容，放空火炬需满足与周边居民区、高压线等敏感目标的安全距离要求，且配备自动点火、火焰监测及紧急切断系统，确保异常工况下可燃气体安全燃烧处置。

7.7.5 应急预案

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。

本项目建设性质为改扩建，还应针对不同的事故分别编制作业、洗井废水泄漏收集，受污染土壤处置等相关专项预案。

本项目建设单位大庆油田有限责任公司岩油勘探开发指挥部为新成立部门，属于大庆油田有限责任公司的二级机构，目前尚未建立完善的突发环境事件应急预案体系，执行大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案的相关要求。建议页岩油勘探开发指挥部根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，根据具体情况编制《突发环境事件应急预案》并与大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案联动，并及时将本项目纳入预案系统内，报大庆市生态环境局备案。应急预案中应明确应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证本项目发生的风险事故得到及时救援和处理，降低环境风险的危害，能够满足应急要求。

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订。

应急预案主要内容如下表。

表 7.7.5-1 应急预案的主要内容

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	环境保护目标涉及的周围村庄、风景区、生活区、附近水域等。
2	应急组织机构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应程序	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施。
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及跨区域的还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。

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

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 7.7.5-2 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速地处理，详见下表。

表 7.7.5-3 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
大庆油田总医院	0459-5884608

油田消防支队	119
大庆市消防队	119
大庆市生态环境局	12369
大庆市公安局	110
大庆油田有限责任公司第九采油厂	0459-4690999

7.8 风险评价结论

本项目涉及的危险物质为原油、伴生气、柴油及火灾爆炸事故次生的 CO。可能存在的风险单元包括钻采井场等。本项目各施工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

8.1.1 现有环境管理体系

8.1.1.1 现有环保审批手续及“三同时”执行情况

现有工程自立项以来，建设单位按照《中华人民共和国环境保护法》《建设项目环境保护管理条例》以及环境保护主管部门的要求和规定，前期进行了环保设计和环境影响评价，并通过了环保局审批，环保手续齐全；随后按设计要求进行了环保设施的建设，环保设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用（三同时）；生产期间，按规定程序开展竣工环境保护验收工作；现有工程环境影响报告书及其批复提出的各项环保措施均已落实。

8.1.1.2 现有环保管理机构的设置及人员配备

现有工程运营期的环境管理由大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部负责，页岩油勘探开发指挥部已经建立了 HSE 管理体系和相应的管理机构。HSE 管理体系针对废水废气、噪声、固废排放管理和资源能源消耗、化学品使用、各类跑冒滴漏等方面制定了运行控制程序和相应的管理制度，各场站都制定了更为细化的针对性的作业指导书。环境管理机构基本设置如下：在公司设 HSE 委员会，下设 HSE 办公室，采油厂设 HSE 管理小组。各下属单位设专职环保员 1 名，为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.1.3 现有环境管理规章制度

现有工程的环境保护工作严格执行国家、省市的环保法律法规，同时大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部还制定了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已经下发到相应人员，并组织有关人员或全体员工学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。

（1）施工期环境管理

现有工程施工期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负责，引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任

公司页岩油勘探开发指挥部安全环保部对环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还根据现场实际情况，建立健全相应的二级 QHSE 管理网络，在油田已有 QHSE 指挥部的基础上，配备 QHSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

环境管理工作包括钻井、井下作业全过程。针对钻井过程管理、井喷等事故的预防和处理上，制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复措施等环境管理重点为废弃钻井液、钻井污水、钻井岩屑、废弃射孔液、生活污水生活垃圾等污染物的收集和处理。

（2）运营期环境管理

1) 环境管理体系建设情况

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部已逐步形成完整的 QHSE 管理体系。该体系执行《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014），其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及天然气开采、集输等有关标准的要求。

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部设有三级 QHSE 管理机构，形成管理网络。大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入大庆油田公司市场作业与服务的单位，建立了健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职 QHSE 工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一责任人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导 QHSE 管理工作。

2) 环境管理机构及制度建设情况

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部下设质量安全环保部，负责大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部范围内的环境保护工作，现有工程的环保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领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。经理部设专职环境管理人员，全面负责

该油田开发建设期的环境管理工作。各基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。建设单位环境保护相关档案、资料的管理由专人负责整理并建档。

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部已经建立了环境保护指标体系，根据《大庆油田有限责任公司环境管理办法》相关要求，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部制定了《大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部环境保护管理规定》，对各单位的环境指标完成情况按该管理规定的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部制定了详细的环境管理方案，提出了管理的依据和标准成立了环境保护工作领导小组，任命了环境管理者代表，建立和完善了环境管理方面的各种规章制度、岗位责任、考核办法、奖惩制度等，对油田的管理与监督、污染治理和废物综合利用、污染和事故的预防等方面作了具体的规定。由于油田在生产过程中注重环境管理，没有因管理失误造成不良的环境影响。现有工程日常环境保护管理由大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部统一负责。

根据现场调查，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部针对企业实际制定了如下切实可行的应急防范措施：

①制定严密的操作规程

所有操作人员熟悉规程并遵照执行。部门定期检查操作人员对规程的掌握与执行情况，对不合格者进行培训考试。对操作规程的不完善部分，及时进行修订。

②定期巡线

定期巡线可及时发现管道运行过程中出现的问题，预防沿线可能发生的土方施工对管道的侵害，对靠近管道的土方施工单位进行安全警示，以防破坏管道。

③建立和完善了各项环境风险应急预案

为了及时处理生产中各类突发事故，建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急

预案根据企业提供资料及现场调查，现有工程涉及的油井、依托的各场站均隶属于大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部应急预案依托大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司已编制《突发环境事件应急预案》。大庆油田有限责任公司针对不同突发事件制定了各项专项应急预案，包括《井喷失控突发事件专项应急预案》《输油输气管道突发事件专项应急预案》《电力系统突发事件专项应急预案》《生产场所突发泄漏、火灾、爆炸事件专项应急预案》《交通突发事件专项应急预案》《安保防恐突发事件专项应急预案》《网络与信息安全突发专项应急预案》《自然灾害突发事件专项应急预案》等。针对大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部所发生的油气长输、含油污水管道存在油气泄漏、火灾造成生态环境污染事件的应急处置都做了相关规定，针对管道泄漏等应急事故储备了抽油罐车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、油器、毛毡、擦布、收油桶、防渗布、回收水池、潜水泵、围油栏、对讲机、应急灯等应急物资，并针对应急预案定期进行风险应急演练。

现有工程的环境保护工作严格执行国家、省市的环保法律法规，同时大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部还制定了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已经下发到相应人员，并组织有关人员或全体员工学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。从现场调查的情况来看，现有工程的环境保护工作取得了一定的效果，没有因管理失误对环境造成不良影响。

现有工程的环境保护工作严格执行国家、省市的环保法律法规，同时页岩油勘探开发指挥部还制定了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已经下发到相应人员，并组织有关人员或全体员工学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。从现场调查的情况来看，现有工程的环境保护工作取得了一定的效果，没有因管理失误对环境造成不良影响。

8.1.2 本项目环境管理体系

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）中相关要求，在施工期按已建立的管理体系运行。其中，环境管理的内容应符合 ISO14000

系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》（OHS18000）的有关要求。本项目主要为施工期，施工期的 HSE 管理分别包括良好的工程（高产、节水、节能）设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等。

针对不同工况、不同环境影响和环境风险特征，提出的具体环境管理要求见下表。

表 8.1-1 环境管理工作要求

阶段	环境管理主要内容
施工期	1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合； 2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行； 3、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷； 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度； 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况； 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复； 7、由专人负责监督，放空废气全部通过火炬燃烧，减少温室气体的排放； 8、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各项环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。 9、建议施工期拉运生活污水拉运过程要建立台账，并接受视频监控，并向污水接收方明确视频需保存 3 个月。
风险防范	1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑； 2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识； 4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平； 5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题； 6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

8.1.3 组织结构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本项目环境管理归页岩油勘探指挥部管理，逐级落实岗位责任制；设专职环保员一名，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。

8.1.4 基本职责

环境管理人员的基本职责如下：

- （1）协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- （2）定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- （3）对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

(4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

(5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.1.5 管理内容

在项目施工期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司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，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据施工现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制，对施工期环境进行严格管理。

8.1.6 规章制度

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部环保工作必须严格执行国家、省（自治区）、市的环保法律法规，根据企业提供资料，目前已制定了《大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案》并且在大庆油田公司进行了备案。每年均要求各矿针对环境污染突发事件进行应急演练，确保突发环境污染事件时一线员工能够及时、准确的进行应急操作。同时定期将更新的环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，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。

8.1.7 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 项目污染物排放清单

本项目污染物排放清单见下表。

表 8.2-1 污染物排放清单

时段	类型	排放源	污染物名称	源强核算方法	处理前产生浓度及产生量		排放浓度及排放量	治理措施/排放去向
施工期	大气污染物	钻井时柴油机排放的废气	废气量	排污系数法	19114.8 万 m³		19114.8 万 m³	采用达标油品，加强机械或车辆维护
			SO ₂		75.72t		75.72t	
			NO _x		48.46t		48.46t	
			烟尘		13.53t		13.53t	
		施工车辆废气	烃类物质		1.2t		1.2t	
			NO _x		1.632t		1.632t	
		施工扬尘	TSP	产污系数法	1.0mg/m³		1.0mg/m³	加强施工及车辆运输管理、定期洒水抑尘
		试油放空以及应急放喷废气	非甲烷总烃	/	少量		少量	井场设置火炬，经火炬燃烧后排放
	水污染物	钻井废水	石油类、SS	类比法	16293m³		0	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
		压裂返排液	pH、石油类、SS		1247136.8m³		0	由罐车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，用于复配压裂液，不外排
					悬浮固体含量	154mg/L	0	
					含油量	1270mg/L	0	
		生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS	20966.4m³		0	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水务管理有限公司南区污水处理厂	
	噪声	井场设备噪声	等效连续 A 声级	类比法	柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵、泥浆不落地处理系统、推土机、装载机、焊机等，源强 85~105dB（A）			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

固体废物	钻井工程	废弃水基钻井泥浆	产污系数法	2105.42t	0	属于一般工业固体废物，钻井过程中采用“泥浆不落地”装置进行处理，全部入罐暂存，并采取防渗漏、防流失、防扬散措施，由罐车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		24883.824t	0	
		废射孔液		6552m³	0	
		废弃油基钻井泥浆、油基钻井泥浆		3742.79t	0	
		油基钻井岩屑		29860.656t	0	
		落地油、含油污泥	类比法	3.64t	0	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
		含油防渗布		4.55t	0	
		废润滑油及其包装桶		5.46t	0	
		KOH 和过硫酸钠包装袋		1.82t	0	
		非含油防渗布		24t	0	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
		一般废包装袋		0.273t	0	
		施工人员		生活垃圾	163.8t	0
	生态影响	项目占地	项目永久占地 13.68hm²，包括永久基本农田 7.114hm²、草地 6.566hm²；临时占地 118.848hm²，包括永久基本农田 60.613hm²、草地 58.235hm²			施工结束后对临时占地采取恢复和生态补偿措施

8.3 总量控制

根据国家污染物排放总量控制指标的规定及项目所在区域的环境质量状况，并结合本项目污染物排放特征，项目的总量控制指标按照核定的实际排放量提出，由于依托场站加热炉未新建且场站加热炉满足新增负荷需求，新增加热炉的大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内。本项目不涉及污染物排放总量控制指标。

8.4 项目环境管理与监测计划

8.4.1 加强工程承包方管理

建设单位要与具有相关资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- （1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- （2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- （3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- （4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.4.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律法规等。

8.4.3 环境监测计划

施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气和噪声等。施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求

等情况而定。施工期监测计划见表 8.4.3-1 所示，生态监测点位见表 6.3.11-1 所示，地下水监测点位见表 6.7.3-1 所示。

表 8.4.3-1 项目施工期污染物排放监测计划表

序号	检测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频率
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	颗粒物、非甲烷总烃	施工场地上、下风向	1 次/施工期

表 8.4.3-2 监测项目、分析方法及分析仪器信息

监测项目	分析方法名称	方法标准号	分析仪器	检出限
非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷、非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法	HJ604-2017	气相色谱仪	0.07mg/m ³
声环境	声环境质量标准	GB3096-2008	多功能声级计	20dB（A）

8.4.4 排污许可管理

根据《排污许可管理办法》（生态环境部令第 32 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，排污单位应当在实际排污行为发生之前，向其生产经营场所所在地设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门（大庆生态环境局）申请取得排污许可证。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。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》要求，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部已于 2026 年 9 月 1 日办理排污许可登记变更，登记编号：91230607716675409L021X，有效期为 2026 年 9 月 1 日至 2031 年 8 月 31 日，本项目不涉及新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号 2021 年 3 月 1 日施行）第十五条要求，本项目继续沿用大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部已有排污许可证。

8.5 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。

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

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	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%	1 套/井场	不外排
		压裂返排液	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/m³
			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	/	施工场界执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)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	废弃油基钻井废水、钻井泥浆、油基岩屑和废射孔液、落地油和含油污泥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、KOH 和过硫酸钾废包装袋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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	/	/
	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	/	《环境影响评价技术导则地下水环境》

页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书

			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		（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，将事故产生的污油污水截留在井场内，防止对地表水体产生污染影响。在距离水体较近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	/	/
	生态	农业和生态补偿、恢复	永久占地补偿	13.68hm ²	按相关要求进行了征地补偿
			临时占地恢复与生态补偿	118.848hm ²	按相关要求进行了征地补偿

8.6 与排污许可证衔接

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》中相关内容：

（1）“三、环境影响评价审批部门要做好建设项目环境影响报告书(表)的审查，结合排污许可证申请与核发技术规范，核定建设项目的产排污环节、污染物种类及污染防治设施和措施等基本信息；依据国家或地方污染物排放标准、环境质量和总量控制要求等管理规定，按照污染源源强核算技术指南、环境影响评价要素导则等技术文件，严格核定排放口数量、位置以及每个排放口的污染物种类、允许排放浓度和允许排放量、排放方式、排放去向、自行监测计划等与污染物排放相关的主要内容”。

（2）“六、建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书（表）2015 年 1 月 1 日（含）后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。建设项目无证排污或不按证排污的，建设单位不得出具该项目验收合格的意见，验收报告中与污染物排放相关的主要内容应当纳入该项目验收完成当年排污许可证执行年报。”

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》要求，建设单位排污许可应进行登记管理，本项目不涉及通用工序重点管理和简化管理的固定污染源，故项目建成后，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部排污许可仍为登记管理。建设单位于 2026 年 9 月 1 日办理排污许可登记变更，登记编号：91230607716675409L021X，有效期为 2026 年 9 月 1 日至 2031 年 8 月 31 日。根据《排污许可申请与核发技术规范 总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范》等技术规范，登记管理类别的排污单位不需开展环境管理台账和执行报告等工作，建设单位制定了年度监测计划，在排污设施正常运行后修订监测计划。

9 环境影响评价结论

9.1 项目工程概况

项目名称：页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部；

建设地点：大庆市杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县、大同区；

建设性质：改扩建；

建设内容：新钻生产井 182 口，井型为水平井。主要包括 10 个区块，分别为古页 16 北井区、古页 25 井区、古页 2HC 井区、古页 1903H-Q9 井区、古页 1907H-Q9 井区、古页 24 井区、古页 1 井区、古页 4HC 井区、古页 15 井区、古页 1005 井区，共建设 52 座平台井场及 28 座单井井场，其中每座平台井场部署 2~5 口油井。主要工程内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，不包含油气集输等地面工程内容。

投资规模： 万元人民币；

项目占地：本项目总占地 132.528hm²，其中永久占地为 13.68hm²，临时占地为 118.848hm²。

工作进度：项目计划施工期为 2026 年 12 月至 2028 年 3 月。

9.2 环境质量现状

9.2.1 环境空气

项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m³ 要求。监测点位 TSP 日均值满足国家《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单中的二级标准。项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.2.2 地表水环境

本项目所在区域涉及的地表水体主要为连南引水渠道、大哈拉乌苏泡、狐狸洞泡、哈拉黑泡、北兴泡子、西格勒吐泡子、三十里台泡、前红河泡、东葫芦岱南泡、前道拉堡泡及其他 7 处无名水泡等，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质

量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），未对本项目周围的地表水体进行功能区划分。由于地表水体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。根据监测结果，各个地表水监测因子均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准，总铬和镍监测浓度留作背景值。

9.2.3 地下水环境

监测的潜水含水层和承压水含水层监测项目点位各项检测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》II 类水质标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ），说明本地区地下水环境质量现状良好。

9.2.4 声环境

本次评价期间对声环境质量进行了现场监测，本项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类标准，GY16-Q9-H123、GY2-Q9-H122 井场周边村屯声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.2.5 土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，各监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 中第二类用地筛选值要求。通过对拟建项目占地外的土壤环境质量现状监测结果可知，区域内耕地土壤中各因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中其他用地风险筛选值要求。

9.2.6 生态环境

本项目评价范围内植被类型分为阔叶林、草原等，评价区内以阔叶林为主。评价区植被平均覆盖度为 48.98%，植被覆盖度整体较高。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。

通过野外调查并整理相关文献资料得知，在评价区内有脊椎动物 15 目 25 科 42 种，其中两栖动物 1 目 1 科 2 种，爬行动物 1 目 1 科 2 种，鸟类 9 目 19 科 31 种，哺乳动物 4 目 4 科 7 种。现场调查暂未发现国家及省级重点保护野生动物。

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。既有工程建设占用部分耕地、森林和草地，通过补偿和生态恢复等措施，既有工程未对区域生态系统产生明显影响。

9.3 污染防治措施和环境影响

9.3.1 环境空气

施工期场站施工场地设置围挡，定期洒水抑尘。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。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。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标准要求，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）要求。

9.3.2 地表水环境

施工期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，废水处理后满足《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。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 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ”限值要求，用于压裂液配制，不外排。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水务管理有限公司南区污水处理厂处理。

本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生井场内管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，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，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

9.3.3 地下水环境

施工期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，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。

本项目均进行了防渗分区防控，在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防治防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.4 声环境

施工期合理安排施工时间，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。施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

9.3.5 固体废物

施工期废弃油基钻井废水（HW08）、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/T 3104-2022）限值后，用作垫井场和通井路。含油废防渗布（HW08）、废 KOH 包装袋（HW49）、废过硫酸钾包装袋（HW49）、废润滑油及其包装桶（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。非含油废防渗布、钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉等一般废弃包装袋、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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

本项目产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.6 土壤环境

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，正常工况下本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。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、应急响应全阶段进行控制。进行土壤跟踪监测。

9.3.7 生态环境

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。

9.3.8 环境风险

本项目的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地表水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。施工期钻井时安装防喷器，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。在距离水体较近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。

在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本项目发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 环境影响经济损益分析结论

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。

9.5 公众意见采纳情况

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部于 2026 年 9 月 11 日委托了本项目环评工作任务，于 2026 年 9 月 15 日，在黑龙江环保技术网上发布了第一次网上公示，网址为 <http://www.hljbhjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=995>。

《页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程生态环境影响报告书（征求意见稿）》编制完成后，于 2026 年 9 月 15 日，建设单位在黑龙江新闻网上发布了征求意见稿公示，公示网址为，公示时间为 2026 年 9 月 21 日—10 月 10 日；第二次网上公示期间，分别于 2026 年 9 月 22 日和 9 月 23 日在《大庆油田》上进行了报纸媒体的公示（10 个工作日内公示了两次）。同时在征求意见稿公示期间，在周围村屯以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，告知了征求意见的内容。

本项目公众参与期间未收到公众反馈意见。

9.6 环境管理与监测计划结论

本项目油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司页岩油指挥部负责，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，应建立计算机辅助管理系统等，使之更好地利用经济、技术、行政的教育手段，对损害环境质量的生产活动加以限制。施工期的

环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、地下水等。

9.7 综合结论

综上所述，页岩油指挥部 2027 年产能井钻井工程符合《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《黑龙江省生态功能区划》《大庆市国土空间总体规划（2021—2035 年）》《大庆市水土保持规划》（2015-2030 年）等规划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《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）》等政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）等管控要求。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。