

第七采油厂2023年局部注采系统调整产能
建设地面工程项目
环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第七采油厂

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2023年2月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目的特点	2
1.3 环境影响评价的工作过程	2
1.4分析判定相关情况	4
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	31
1.6环境影响评价的主要结论	33
2 总则	35
2.1 编制依据	35
2.2 评价目的及原则	38
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	39
2.4环境评价标准	41
2.5 评价工作等级	48
2.6 评价范围及环境保护目标	55
2.7 评价工作内容及重点	62
3 建设项目工程分析	63
3.1建设项目概况	63
3.2 现有区块情况	73
3.3 依托工程分析	77
3.4 建设项目工程分析	91
3.5清洁生产分析	109
4 环境现状调查与评价	112
4.1 自然环境现状调查与评价	112
4.2环境敏感区调查	117
4.3 环境质量现状调查与评价	121
4.4 区域环境污染源调查	157

5 环境影响预测与评价	159
5.1 环境空气影响预测与评价	159
5.2 水环境影响预测与评价	165
5.3 声环境影响分析	173
5.4 固体废物环境影响分析	178
5.5 生态环境影响预测与评价	181
5.6 环境风险评价	187
5.7 土壤环境影响评价	195
6 环境保护措施及可行性论证	198
6.1 大气污染防治措施及可行性论证	198
6.2 水污染防治措施及可行性论证	199
6.3 噪声污染控制措施及可行性分析	203
6.4 固体废物污染防治措施及其可行性分析	204
6.5 生态保护措施	206
6.6 土壤防治措施及其可行性分析	206
6.7 环境风险防范措施	215
7 环境影响经济损益分析	221
7.1 环境损失费估算	221
7.2 环保投资估算及环境效益分析	221
7.3 环境经济损益分析结论	222
8 环境管理与监测计划	223
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	223
8.2 环境监控	224
8.3 本工程污染源排放清单	226
8.4 总量控制	227
8.5 施工期环境管理与监测计划	228
8.6 运营期环境管理与监测计划	228
8.7 “三同时”项目一览表	230

9 环境影响评价结论	233
9.1 工程概况	233
9.2 政策符合性结论	233
9.3 选址合理性结论	233
9.4 环境质量现状	233
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	236
9.6 环境影响经济损益分析结论	238
9.7 环境管理与监测计划结论	238
9.8 公众意见采纳情况	238
9.9 综合结论	239

附图1：项目地理位置图

附图2：黑龙江省生态功能区分布图

附图3：土地利用现状图

附图4：项目与水土流失重点预防区和治理区位置关系图

附图5：大庆市环境管控单元位分布图

附图6：大庆市生态保护红线分布图

附图7：本项目各环境要素评价范围及保护目标分布图

附图8：环境质量现状监测布点图

附图9：跟踪监测点位图

附图10：典型生态措施平面布置图

附图11：综合水文地质图

附图12：区域内水文地质柱状图

附图13：区域水文地质剖面图

附图14：潜水等水位线图

附图15：承压水等水位线图

附件1：项目备案

附件2：应急预案备案表

附件3：区块、依托场站的环评及验收手续

附件4：环境质量现状监测报

1.概述

1.1 建设项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。2021年03月02日《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出保障国家能源安全，当好标杆旗帜、建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气。2021年09月07日由大庆市人民政府发布的《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出要完善百年油田建设专班推进工作机制；力争到2025年，大庆油田国内外油气产量当量达到4500万吨以上，天然气产量70亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第七采油厂决定实施《第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设地面工程项目》。

大庆油田有限责任公司第七采油厂主要开发葡萄花油田、太南、葡北及葡南、肇212、茂801、永乐等区块，开发区域遍布大庆市大同区、肇源县等，辖区面积达1510.65km²，所辖油田动用含油面积449.77km²，动用地质储量2×10⁴t，可采储量7177.29×10⁴t。截止2021年底，第七采油厂正常生产运行油水井共计6928口（油井4612口，注水井2316口），所辖联合站6座、转油站26座、计量间190座、配水间189座。2022年原油总产能122×10⁴t/a。

本工程建设内容包括：基建油水井26口，其中油井7口，注水井19口（包含转注井5口），油井采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺。新建单井集油掺水管线共7.02km，其中Φ76×4.5-0.08km，Φ60×3.5-6.94km；注水井19口，其中18口采用单干管多井配水工艺，新建配水阀组3套；另外1口采用单干管单井配水工艺，就近挂接至注水支干线。新建注水井单井支线共12.57km，其中Φ60×5-12.29km、Φ48×6-0.23km、Φ48×4.5-0.05km。建成产能0.375×10⁴t/a。本项目为产能地面工程建设项目，闭井期另外单独履行环评手续。

本项目钻井工程分别在《葡南区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》（庆环审[2022]40号、大庆市生态环境局于2022年2月21日）；《永乐及头台区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》（庆环审[2022]33号、大庆市生态环境局于2022年2月

10日)；《葡北及太南区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》(庆环审[2022]49号、大庆市生态环境局于2022年2月25日)中进行了评价。

1.2 建设项目的特点

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇。本工程建设内容包括：基建油水井26口，其中油井7口，注水井19口(包含转注井5口)，油井采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺。新建单井集油掺水管线共7.02km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-0.08\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.94\text{km}$ ；注水井19口，其中18口采用单干管多井配水工艺，新建配水阀组3套；另外1口采用单干管单井配水工艺，就近挂接至注水支干线。新建注水井单井支线共12.57km，其中 $\Phi 60 \times 5-12.29\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 6-0.23\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 4.5-0.05\text{km}$ 。建成产能 $0.375 \times 10^4\text{t/a}$ 。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)，本项目位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇境内，八井子乡、老山头乡、头台镇均属于水土流失重点治理区，评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹、基本农田保护区，饮用水水源保护区等其他环境敏感区，且不在生态红线范围内。所以判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采0711”中“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响评价报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(中华人民共和国国务院令682号)、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910号)等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第七采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。

1.3 环境影响评价的工作过程

我单位接收委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》(HJ2.1-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)规定，确定第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设地面工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

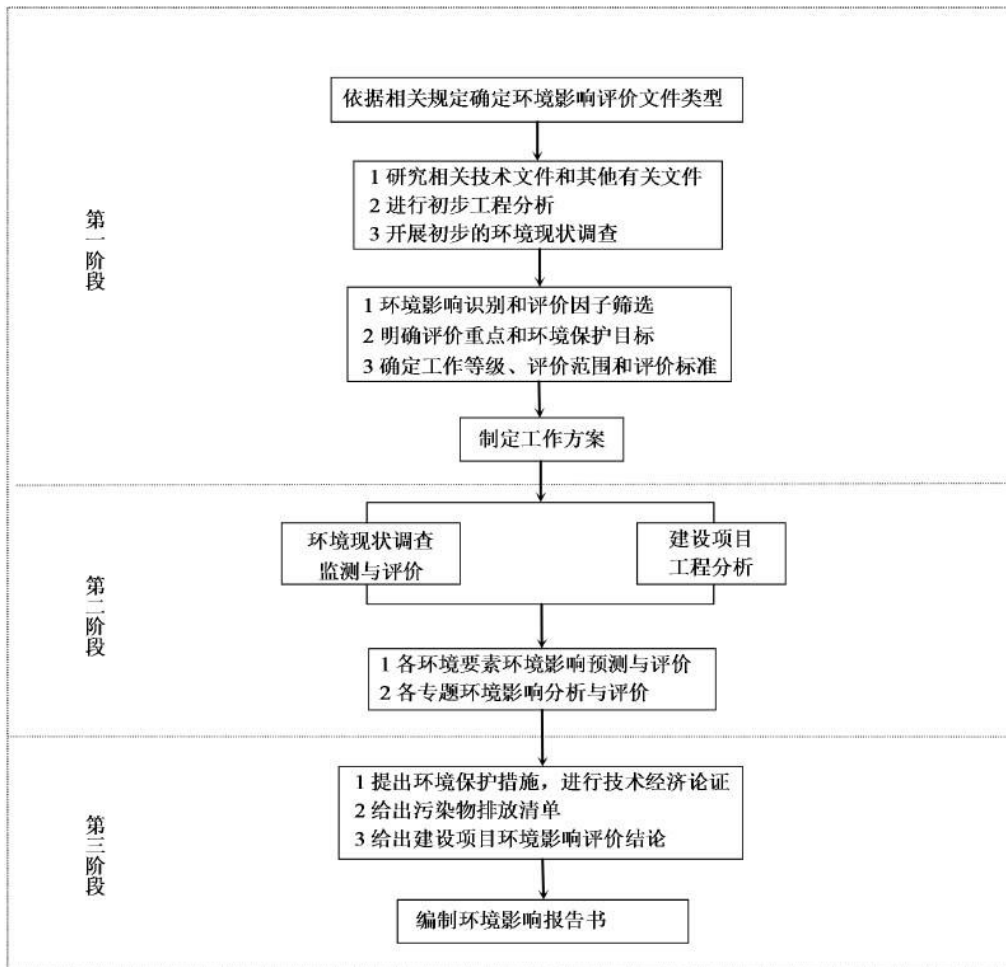


图1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为2022年12月28日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=533>），征求意见稿公示日期为2023年1月30日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=534>），报纸第一次公告日期为2023年2月2日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为2023年2月6日（大庆油田报）。粘贴公示为2023年2月3日。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，主动公开环保信息，接受公众监督。

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为陆地石油开采项目，参照《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），行业类别代码为B0711-陆地石油开采。根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与黑龙江省主体功能区划符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇境内。根据《黑龙江省主体功能区规划》，大同区功能定位为国家级重点开发区，属于重点开发区域。肇源县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为井场和场站无组织挥发的非甲烷总烃、场站加热装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期及运行期产生的废水均进入葡二联合油污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。项目运行期工业用水为洗井用水及井下作业用水，均为采出液分离水再利用，不进行地下水资源的开采。且根据《黑龙江省主体功能区规划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘

探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”，第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

因此本工程符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

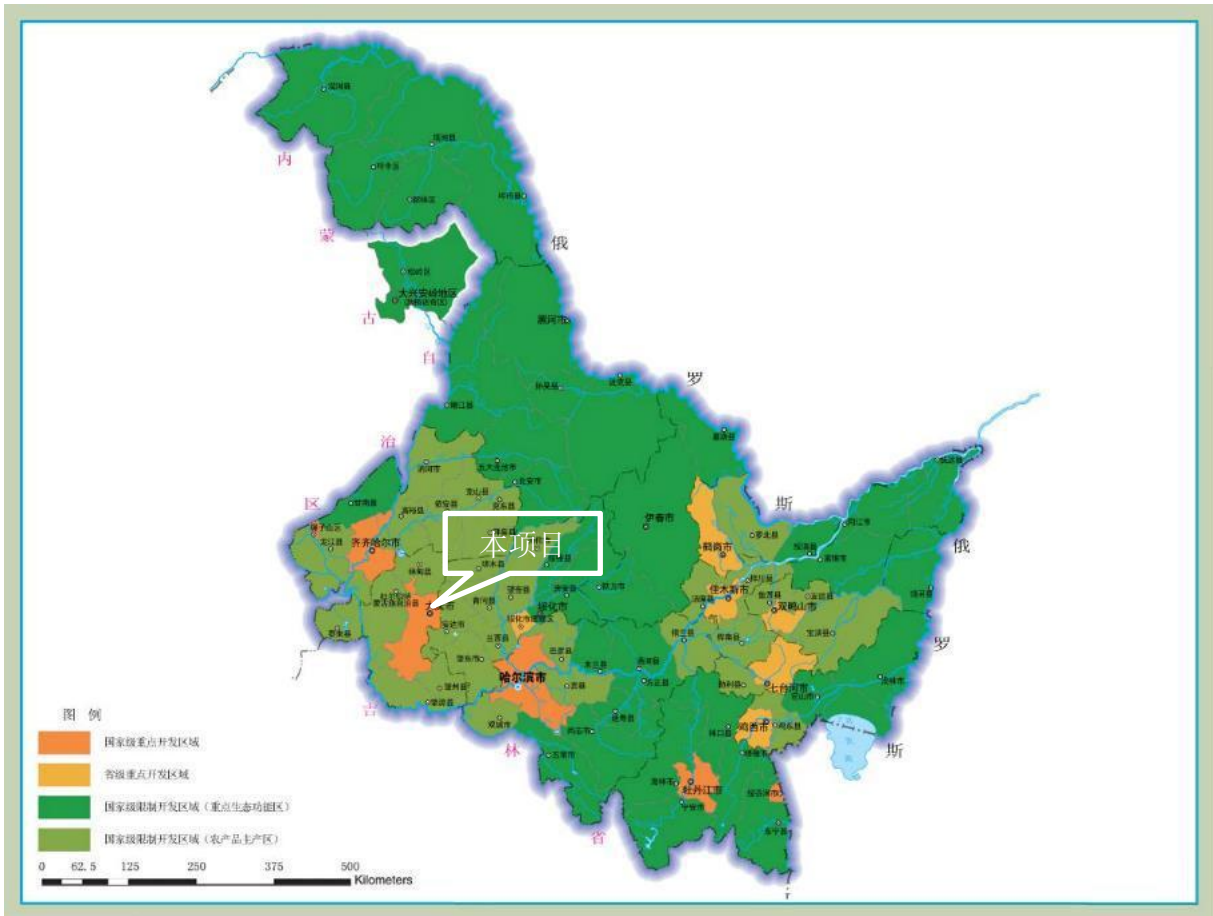


图1.4-1 黑龙江主体功能区规划图

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于 I -6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区，该区位于黑龙江省大庆市，总面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇境内，项目新增永久占地主要是道路占地，占地类型为耕地、草地，运行期作业、洗井等施工作业均在井场永久占地内进行，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，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及

时进行植被恢复等，同时，在项目实施过程中，严控施工占地范围，加强对周边现有植被的保护，因此本工程符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.2.3 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表1.4-1 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，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、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时堆放土堆应采取覆盖等防尘措施；缩短土方裸露时间；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，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
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。鼓励涂装类工业园区和企业集群统筹规划建设集中涂装中心、活性炭集中处	本工程为产能建设地面工程项目，产生的大气污染物主要是管线及场地平整时产生的施工扬尘，对大气环境产生短期、轻微的影响，其污染随着施工的结束随即消失。	符合

	理中心、溶剂回收中心。加强汽修、餐饮等行业 VOCs 综合治理。		
3	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，地级及以上城市全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求	(1) 施工期进行合理布局，高噪声设备分散布置，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；(2) 施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，并注意维护保养，减少因为设备异常运行产生的噪声影响周边环境；(3) 合理安排施工进度和施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；(4) 对于运输路线可能涉及的村屯，在施工前施工单位应向村民进行公告，并合理安排物料及设备运输时段，避开居民休息时段；(5) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。通过采取以上防治措施，可以降低施工期设备噪声对周围敏感目标的影响，施工井场能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 中要求(昼间 70d(A)、夜间 55dB(A))	符合
4	加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	项目施工期施工人员生活污水排入附近阀组间已建防渗旱厕，试压废水由罐车拉运至葡二联污水站进行处理，污水均不外排。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土	大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了地下水及土	符合

	壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	
--	---	--------------------------------	--

1.4.2.4 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），在统筹优化城乡建设用地中明确提出要有效保障大庆油田生产用地，保障石油等工况用地需求。并做好油田用地内部挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。第五章第三节规定大同区土地利用应保障城市用地，统筹安排协调城市基础设施建设用地，提高节约集约用地和土地利用水平。大同区土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020年）》“第四节-二、油田用地布局”提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。

项目建设符合土地利用总体规划要求。

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和重点治理区，本项目井场所处的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇属于水土流失重点治理区。本项目井区与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见图4。

本项目施工期开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，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。剥离表层土的临时堆放场地设置严格的水土保措施。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《大庆市生态环境保护“十三五”规划》符合性分析

表 1.4-2 本项目与《大庆市生态环境保护“十三五”规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	加强城市面源大气污染防治。综合整治城市扬尘，	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路	符合

	<p>加强城市绿化建设，扩大城市机械化清扫范围，增加道路冲洗保洁频次，运输渣土、沙石等车辆必须采取密闭措施。</p>	<p>网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。⑤合理规划施工进度，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。</p>	
2	<p>推进地下水环境保护。推进我市地表水、地下水以及土壤污染协同控制，按照部门职责，开展地下水污染防治工作。</p>	<p>项目定期对油井套管进行检查等地下水污染防治措施，新建注入管线采取防腐管，消除对地下水的污染隐患。施工人员生活污水排入附近计量间内已建防渗旱厕，污水均不外排。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。</p>	符合
3	<p>建立土壤环境质量例行监测点位，加强土壤环境质量监测网络建设，提高土壤环境监测能力。规范我市土壤环境背景点位建设，加快制定大庆市土壤环境污染事故应急预案，健全土壤环境应急能力和预警体系。</p>	<p>大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。</p>	符合
4	<p>保护水和湿地生态系统。加强河湖水生生态保护，禁止侵占自然湿地等水源涵养空间。强化水源涵养林建设与保护，开展湿地保</p>	<p>本项目不占用湿地，管线施工临时占用草地，严格控制施工占地范围，完工后进行植被恢复。项目的建设不会对地表水造成影响。</p>	符合

	护与修复，加大退耕还林、还草、还湿力度。		
--	----------------------	--	--

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

表1.4-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	拟建项目情况	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。	本项目属于本项目为地面产能建设工程，不属于新开发或滚动开发等新井工程，本项目集输采用密闭流程，本次项目评价过程中针对生态环境影响及环境风险提出了有效的治理及预防措施。本次环评描述了现有工程环境影响进行回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、注水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	符合
2	涉及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。	项目管线试压废水、产液分离废水分别进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，处理后污水回注油层，不排入地表水体。	符合
3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目管线试压废水、产液分离废水分别进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位。本项目未回注与项目油气开采无关的废水。	符合
4	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸	本项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的挥发；采出液经管线集输、转油	符合

	散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组排放。	站处理、脱水后外输、储存等全过程密闭，有效控制挥发性有机物无组织排放。同时随产液一起采出的伴生气经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后用于依托场站加热炉的自耗，伴生气处理均是在密闭的压力容器内进行，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。处理过程中污水全部回收。	
5	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。	本工程为产能建设地面工程项目，无钻井工程，施工期不产生水基泥浆、钻井废水等污染物；废包装袋和废防渗布送至大庆油田有限责任公司第七采油厂工业固废填埋场，生活垃圾送至大庆市龙清生物科技有限公司；含油污泥经葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，定期送至有资质单位进行处置。	符合
6	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。	施工期管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，充分利用现有井场和道路，减少占地。制定施工方案和流程，各部门紧密衔接，压缩施工时间。本项目为产能建设工程，无钻井工程内容。	符合
7	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2021年10月21日在大庆市大同生态环境局备案。 第七采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《大庆油田有限责任公司第七采油厂突发事件总体应急预案》，以及《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事件专项应急	符合

		预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，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，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求，详见附件3。	
--	--	--	--

1.4.2.8 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

表1.4-4 本工程与《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	本工程符合性
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。	本工程为石油开采工程，在石油开采集输的过程中采取了注入管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本工程在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，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》。
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。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.4.2.9 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

根据《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，石油和天然气开采业的VOCs污染防治可参照相应的污染防治技术政策。

表1.4-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
----	------	--------

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%。	符合。本项目运行期作业废水回用率100%，工业固废（落地油、含油废弃防渗布、含油污泥）均得到妥善处置。
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。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
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%。	符合。井下作业过程中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后100%回收
4	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。	符合。本项目采出水均处理达标后回注油层
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为0.14175%
6	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目为调驱驱油工程，未增加新井或采油设备，井场无新增占地。
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。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入联合站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。各天然气场站放空均通过火炬燃烧
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。	符合。本项目设置了3口地下水监测井，定期进行监测
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。	符合。作业污水由罐车回收后分别由葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站，处理达标后回注油层，不外排
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）通过罐车拉运至葡含油污泥经葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要

		求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路
--	--	--

1.4.2.10 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号），本项目与“水十条”相关要求符合性见表 1.4-6。

表1.4-6 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托含油污水处理站污泥集中收集送至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	符合
	七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于大同区八井子乡、老山头堡，肇源县头台镇境内，周边主要的地表水体主要为康家围子泡，不属于七大重点流域干流沿岸，且项目不属于需严格控制的项目	符合
	加大执法力度，所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，达标企业应采取措施确保稳定达标；	本工程产出液经脱水站分离后产生的含油污水分别由葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求	符合
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸，要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺	本工程位于大同区八井子乡、老山头堡，肇源县头台镇境内，距本项目井场较近的地表水体主要为康家围子泡，不属于缺水地区、水污染严重地区，本项目不位于松花江干流及一级支流沿岸，且石油天然气开采不属于	符合

	织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	高耗水、高污染及需严格控制的行业	
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程运行期产生的含油污水以及依托场站职工产生的生活污水均不外排。距井场较近地表水体康家围子泡未进行水环境功能区划，根据现状监测结果，均为劣 V 类水体。	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后，对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，配套完善市污泥处理厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程依托含油污水处理站处理设施污泥收集送至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。	本工程产出液经脱水站分离后产生的含油污水分别由葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层	符合

综上所述，本项目符合《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号）相关要求。

1.4.2.11 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号），本项目与“土十条”相关要求符合性详见表 1.4-7。

表 1.4-7 本项目与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	深入开展土壤环境质量调查。2020 年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情	大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点企业每	符合

	况。	年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。（2021年公布信息见 http://www.dqt.com.cn/turang/262719.html ）	
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程新增临时占地为草地及耕地（一般耕地），不占用基本农田。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。	符合
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域。	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2021年公布信息见 http://www.dqt.com.cn/turang/262719.html ）。	符合
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区。		
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程新增临时占地为草地及耕地（一般耕地），不占用基本农田。	符合

	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。	符合
大庆市	重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域。	大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2021年公布信息 http://www.dqt.com.cn/turang/262719.html ）。	符合
	加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底前，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施。	本工程新增临时占地为草地及耕地（一般耕地），不占用基本农田。	符合
	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。	符合

1.4.2.12 与“气十条”符合性分析

本项目与“大气行动计划”相关要求符合性详见表 1.4-8。

表 1.4-8 本项目与“气十条”相关要求符合性一览表

级别	文件要求	本项目分析	符合性
国家	建立覆盖所有固定污染源的企业	大庆油田有限责任公司第七采油厂已	符合

	排放许可制度，2020年底前，完成排污许可管理名录规定的行业许可证核发。	完成固定污染源排污许可登记	
--	--------------------------------------	---------------	--

1.4.2.13 国民经济和社会发展规划符合性分析

2021年09月07日由大庆市人民政府发布的《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出要完善百年油田建设专班推进工作机制；力争到2025年，大庆油田国内外油气产量当量达到4500万吨以上，天然气产量70亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《中共大庆市委关于制定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》要求。

1.4.2.14 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》中提出“全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求。”、“加强含VOCs物料全方位、全链条、全环节密闭管理。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。”本项目依托场站已执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，原油集输和处置环节均采用密闭管道或容器、罐车，大大降低了VOCs物料的无组织挥发，因此，本工程符合《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》中的相关要求。

1.4.2.15 与《大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》符合性分析

《大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》中提出“对采油厂含油污泥处理场无组织排放VOCs进行检测，根据治理技术成熟程度，适时制定治理技术方案，加快采油厂含油污泥处理场VOCs治理。”本项目运营期含油污泥依托葡萄花含油污泥处理站处理，该站环保手续齐全，定期进行废气污染物非甲烷总烃监测，本项目符合该通知要求。

1.4.2.16 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

表1.4-9 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采过程中产生的落地原油应及时	本项目井场作业铺设防渗布，能够	符合

	全部回收。	做到落地油的及时且全部回收。	
2	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置处置率应达到100%。	本项目油田采出废液回收率100%达到标准后回注地下；固体废物100%回收综合利用。三废均分别建档分类管理。	符合
3	油气生产过程中的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体废物含油率低于2%。	本项目生产过程中产生的含油污泥经葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	符合
4	按照减量化、再利用、资源化的原则利用油气藏共半生资源、综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济。	本项目按照减量化、再利用、资源化的原则利用油气藏共半生资源、综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济。	符合

1.4.2.17与《地下水管理条例》（国务院令第748号）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）符合性分析见表1.4-10。

表1.4-10 项目与《地下水管理条例》符合性分析

序号	相关要求	本工程符合性分析	符合性结论
1	第二十六条：建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	本项目为地面产能建设工程，不涉及地下工程，本项目施工现场污染物采取合理处置措施，不会对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	符合
2	第四十条：禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的	本项目施工期生活污水就近排入施工现场临时防渗旱厕，施工结束后清掏外运堆肥处理。施工场站采取分区防渗措施，废水得到合理收集和处置，不会采用渗井、渗坑等违法方式处理废水。	符合

	沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。		
3	第四十一条：企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：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；化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测。	本项目环评文件中包含地下水污染防治措施和地下水影响预测章节，采取了必要的地下水污染防治措施。并设置了4口地下水监控井定期进行监测。	符合

1.4.2.18与自然资规〔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）符合性分析见表1.4-11。

表1.4-11 本项目与自然资规〔2021〕2号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	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。	本项目建设区域为草地及耕地。本项目临时占地采取剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“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，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地、耕地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目计划施工期为2023年5月至2023年7月，不超过四年。	符合
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的草地、耕地。	符合

	当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		
--	--	--	--

根据以上分析，本项目符合《关于临时用地最新规定！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）中要求。

1.4.2.19与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》相关要求符合性分析详见表1.4-12。

表1.4-12 本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制	本项目在政府引导下，建设单位积极参与，共布设3个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为pH、石油烃，监测频次为1次/年	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》中要求。

1.4.2.20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表1.4-13。

表1.4-13 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	第二十条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。	本工程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（黑土地），本项目总占地7.148hm ² ，其中永久占地为1.288hm ² ，临时占地为5.86hm ² ，占地类型为耕地（一般耕地）、草地（非基本草原），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。本工程尽可能减	符合

		少占地。本工程建设过程中，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。	
2	第三十九条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。	根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），根据工程方案10口油水井已经形成2做平台及1口单井，减少了相应的占地，油水井的永久占地和临时占地已经在钻井工程中征用，本次不在额外征用。本项目总占地7.148hm ² ，其中永久占地为5.86hm ² ，临时占地为1.288hm ²	符合
3	第四十一条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。	本工程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）。 本项目主要为管线及道路施工，占地为永久占地和临时占地，占地类型为耕地（永久基本农田）、草地（非基本草原）。本项目表土剥离深度为30cm，通过本项目占地面积，本项目的永久占地表土剥离量为386.4m ³ ，永久占地的表土剥离量用于本项目井场垫土；临时占地表土剥离量为1758m ³ 。本表土及耕作层在施工时储存至本项目管线及道路两侧的表土存放区，待施工完毕后进行分层回填，永久占地的表土应就近用于井场的垫土，在运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染，有利于占地的生态恢复。	符合

1.4.3 “三线一单”符合性分析

本项目位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）、《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目位于重点管控单元及一般管控单元，不在优先保护单元内，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域内，因此项目建设符合“三线一单”相关要求。

1.4.3.1 生态保护红线

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇境内，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本次产能基建井位于重点管控单元及一般管控单元，不在优先保护单元，本项目与《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）符合性分析见表1.4-12。与《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）符合性分析见表1.4-13。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域内，因此项目建设符合生态保护红线要求，本项目与大庆市环境管控单元位置关系见图1.4-1。

表1.4-12 本项目与黑龙江省“三线一单”分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目井区不在优先管控单元。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目井区位于重点管控单元。施工阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对井场进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目为石油开发项目，不属于高污染、高能耗项目，施工期和运行期均采取了合理有效的污染防治措施，对周围农田及村屯的影响较小，环境影响可接受。同时本工程所在区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、野生动物重要栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物	符合

		物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。因此，本项目符合生态保护红线要求。	
--	--	--	--

表1.4-13 与大庆市“三线一单”分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区分管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目井场不在优先管控单元。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目井场位于重点管控单元。施工阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，施工结束后对临时占地进行恢复，对井场进行平整。本项目不涉及煤炭消耗的情况，不属于高污染、高能耗项目，在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目为石油开发项目，不属于高污染、高能耗项目，施工期和运行期均采取了合理有效的污染防治措施，对周围农田及村屯的影响较小，环境影响可接受。同时本工程所在区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、野生动物重要栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。因此，本项目符合生态保护红线要求。	符合

实施要求	在重点管控单元有针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，重点解决生态环境突出问题，以更加严格的生态环境准入清单推动实现高质量发展。	本项目可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对井场进行平整。本项目不涉及煤炭消耗的情况，不属于高污染、高能耗项目，在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施	符合
	切实加强重点管控单元的污染物排放控制和环境风险防范，为深入打好污染防治攻坚战提供重要保障。	本项目施工阶段废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对井场进行平整。运营期井场和依托场站加热炉烟气和非甲烷总烃可满足达标排放要求。	符合

1.4.3.2 环境质量底线

环境质量底线是指按照水、大气、土壤环境质量不断优化的原则，结合环境质量现状和相关规划、功能区划要求，考虑环境质量改善潜力，确定的分区域分阶段环境质量目标及相应的环境管控、污染物排放控制等要求。

本项目所在区域环境空气功能为二类区，根据大庆市环境质量公报，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，空气质量好，尚有容量进行项目建设。

通过环境影响分析可知，本工程建设实施后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；项目开发区域内声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，村屯能够满足1类标准要求；本项目施工期及运营期均无废水外排，在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中环境质量标准基本项目标准限值；项目所在土壤环境各项指标均可达到《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以及《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。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.3 资源利用上线

本项目为油田开发项目，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，治理施工利用现有井场，减少对土地的占用，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。

1.4.3.4 生态环境准入清单

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇境内，对照《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目处于重点管控单元，本项目与大同区、肇源县相应管控单元管控要求符合性分析见表 1.4-10、1.4-11。

表 1.4-10 本项目与大同区生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	拟建项目情况	符合性
大同区一般生态空间区	优先保护单元	<p>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。</p> <p>2.在不改变利用方式的前提下，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。</p> <p>3.避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。</p> <p>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。</p> <p>5.水源涵养功能重要区同时执行限制开发建设活动要求：</p> <p>（1对水源涵养林、水土保持林、防风固沙林等防护林只能进行抚育和更新性质的采伐；对采伐区和集材道应当采取防止水土流失的措施，并在采伐后及时更新造林。</p> <p>（5）生物多样性保护优先区域内要优化城镇开发建设活动的规模、结构和布局，严格控制高耗能、高排放行业发展，新引入的行</p>	<p>本项目井区位于黑龙江省大同区境内，不涉及管控要求所列的限制开发区、依法保护的生态空间、一般生态空间内的法定禁止开发区、水源涵养功能极重要区、土地沙化敏感区等生态保护红线区</p>	符合

		<p>业、企业不得对优先区域生物多样性造成影响。</p> <p>6.土地沙化敏感区同时执行以下限制开发建设活动要求：</p> <p>(1) 水土流失严重、生态脆弱的地区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。</p>		
大同区大气环境布局敏感区	重点管控单元	<p>1.区域内原则上禁止布局高污染项目。严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。</p> <p>2.利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造。</p>	本项目不属于“两高”行业的高污染项目，且不属于大同区大气环境布局敏感区重点管控单元范畴。	符合
大同区其他区域	一般管控单元	<p>贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施；引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；重点对电力、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。</p>	<p>本项目不占用全省准入要求中划定的一般管控单元，且本次油田开发区块建设项目不属于钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；不存在环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能项目。</p>	符合

表 1.5-15 本项目与肇源县生态环境准入清单管控体系符合性分析

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	本项目符合性分析	符合性
ZH23062210002	肇源县一般生态空间区	优先保护单元	<p>1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。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</p>	<p>本项目部分工程占用基本农田，需按照要求，经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续后方可开工建设。本项目按照“占一补一”的原则对临时占地进行生态恢复，对永久占地进行生态补偿。符合</p>	符合

				管理。符合条件的农业开发项目，须依法由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。	要求。	
				在不改变利用方式的前提下，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	临时占地进行表土留存，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。符合要求。	符合
				避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量	本项目永久占地较少，临时占地在施工结束后进行生态恢复，不会损害生态服务功能和生态产品质量。满足要求。	符合
				已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表	本项目不涉及侵占生态空间，满足要求。	符合
ZH230 622300 01	肇源县永久基本农田	一般管控单元	资源利用效率要求	永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占用永久基本农田。	根据《基本农田保护条例》（2011年修订），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。本项目为油田开发项目，属于国家能源设施重点建设项目，且根据油层地质勘查，本工程2口油水井位于基本农田集中区内，确实无法避让基本农田，在本工程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	符合
				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。		
				禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。		
				禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。		
				永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草		

				<p>坪、草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。</p> <p>禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p>	
ZH230 622300 02	其他区域	一般 管控 单元	空间 布局 约束	<p>贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施。</p> <p>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。</p>	<p>本项目为地面工程。施工过程中产生的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕；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；采取物料及设备运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；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；生活垃圾统一收集后运至分别运至大庆龙清生物科技有限公司及肇源县生活垃圾综合处理厂处理。以上污染物的排放均满足国际及地方标准。</p>	符合
			环境 风险 防控	<p>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。</p>	<p>采取分区防渗，工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。采取以上措施后可有效防止环境风险的发生。</p>	符合

综上所述，本项目为生态环境准入允许类别。

1.4.4 选址合理性分析

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇，根据现场调查，项目施工临时占地为盐碱草地、耕地（一般耕地及基本农田），根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、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、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目位于大同区重点管控单元及肇源县一般管控单元，重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。一般管控单元以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。本项目施工期、运行期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿。本项目施工及运营过程中产生的污染物均得到有效治理，且钻井施工阶段井场及运营期井场及管道均采取分区防渗措施，不会对周边草地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。

本工程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，减少对草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水环境影响、声环境影响、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。项目施工期及运行期产生的废

气、废水、噪声、固体废弃物和生态影响，通过采取相应防护措施后，各项污染物均可以达标排放，生态影响可以得到有效的恢复；工程通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应。

根据《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，重点预防区包括林甸县、肇源县和杜蒙县部分乡镇，重点治理区包括大同区杏树岗镇、八井子乡、大同镇、老山头乡、祝三乡，林甸县，肇源县及杜蒙县部分乡镇，本项目位于大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇均属于水土流失重点治理区，本项目施工阶段采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失；利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸露地表，道路应在推平后加以机械碾压，做好原有植被恢复工作。采取以上措施后，本项目水土流失量较少，产生的影响较小。项目周围地表水体为康家围子泡，距离地表水体较近的井施工期设置护坡，护坡高度高出水泡最高水位50~80cm；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置；运营期限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染等，项目的建设不会对地表水造成影响。

同时，项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、大庆市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目油田产能建设地面工程，环境影响主要来源于原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的耕地和草地生态环境、区块周边分布的村屯等保护目标。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站废气和机泵设备噪声以及井场抽油机的噪声、井场作业产生的落地油以及作业产生的含油防渗布等对环境产生的影响。

1.5.1 施工期关注的主要环境问题

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘。

(2) 地下水环境

本工程施工期可能对地下水产生影响的主要为管道试压废水以及施工人员的生活用水。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声。

(4) 生态环境

本工程井场施工、道路修建和管道铺设发生的占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(5) 固体废物

本工程施工期主要关注施工废料和施工人员产生的生活垃圾等固体废物对环境的影响。

(6) 土壤环境

施工期主要关注地面工程项目建设、管线建设对土地的占用以及对地表环境的影响，这种影响将造成土壤板结，导致土壤结构发生改变。

1.5.2 运营期关注的主要环境问题

(1) 环境空气

本工程运行期对空气环境的影响主要为依托场站燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(2) 地下水环境

本工程运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油注入井作业污水、注入井洗井污水及油田采出水等。

(3) 声环境

本工程运行期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声以及拉油车辆运输过程中产生的噪声。

(4) 固体废物

本工程运行期主要关注含油污泥、落地油和含油废防渗布等固体废弃物对环境的影响。

（5）土壤环境

运行期主要关注落地油等污染物对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响，但由于本工程采取了较完善的环保措施，因此本工程对土壤环境影响较小。通过采取规范施工和作业行为、限定施工和作业范围、合理规划运输路线、运行期加强管理等污染控制措施，以及采取事故风险防范措施，可以将本工程对土壤环境影响降低至可接受程度。

（6）环境风险

本工程的主要环境风险是运营期油井井喷、集输管线泄漏、场站管线和储存设施可能发生的泄漏量、火灾及爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。

1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。

本项目井场位于重点管控单元及一般管控单元，不在优先保护单元，符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）中相关要求。

本项目位于环境空气质量达标区，项目区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。区域地下水质量均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。本工程特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。区域声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准要求，声环境现状良好。评价区域内的建设用地中各项目指标能够满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）标准限值，占地范围外的耕地和草地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准限值。该区生态系统是以石油开采为主的人工生态系统为主，兼有农田和草地等生态系统。

经预测本工程排放的非甲烷烃最大地面浓度满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；烟尘、 SO_2 、 NO_x 的最大地面浓度满足《环境空气质量标准》修改单二级标准要求，对周围空气环境的影响较小。本工程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。本工程产生的废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。在采取适当的降噪措施后，工程运行期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，对区域声环境影响较小。本工程对各类固体废弃物均进行合理的处置，对环境影响较小。通过采

取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设地面工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本工程符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以防控，满足总量控制要求，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022年6月5日）；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日）；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法》（2019年4月28日）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 682 号，2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令 第 592 号，2011.03.05）；
- (3) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (4) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (5) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (6) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.6.28）；
- (7) 《基本农田保护条例》（2017年修正）；
- (8) 《水土保持法实施条例》（2011.1.8）；
- (9) 《地下水管理条例》（国令第748号，2021年12月1日修订施行）。

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) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37号，2013.09.10）；
- (3) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号，2015.04.02）；

- (4) 《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，2016.05.28）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》（发改委29号令，2020年1月1日起施行）；
- (6) 《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号，2021年1月1日起施行）；
- (7) 《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，2012.07.03）；
- (8) 《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，2012.08.07）；
- (9) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.01.01）；
- (10) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发〔2016〕3号，2016.01.10）；
- (11) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号，2016.12.30）；
- (12) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号，2015.12.31）；
- (13) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017.03.31）；
- (14) 《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）；
- (15) 《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，2019.10.17）。
- (16) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号（19）《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；
- (17) 《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25日；
- (18) 《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；
- (19) 《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；
- (20) 《危险废物排除管理清单（2021年版）》（生态环境部公告2021年第66号，2021.12.2）；
- (21) 《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）；

(22) 《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）；

(23) 《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政规〔2021〕3号；

(24) 《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（庆政发〔2021〕13号）；

(25) 《大庆市水土保持规划（2015~2030年）》；

(26) 《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）；

(27) 《黑龙江省黑土地保护工程方案（2021-2025年）》；

(28) 《关于临时用地最新规定！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）；

(29) 《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》。

2.1.4 技术依据

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；

(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 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

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

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；

(9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

(10) 《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，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》（GB18597-2001）及2013年修改；

(13) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

(14) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

(15) 《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ 820-2017）；

(16) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号）；

(17) 《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》(HJ1209-2021)；

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

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

(1) 环境质量现状监测报告；

(2) 《第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设地面工程项目方案》（大庆油田有限责任公司第七采油厂，2021年7月）；

(3) 建设单位提供的其他相关资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

施工期的环境影响主要为地面工程项目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、自然植被等的破坏使土壤裸露在外引起土壤沙化，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动土扬尘和运输车辆产生的扬尘，这种影响是短暂的，通过采取洒水抑尘、运输车辆减速慢行等措施，待施工结束后将随之消失。

运行期的环境影响主要为井场、依托的转油站等场站加热装置产生的燃烧废气、无组织挥发的非甲烷总烃等污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括输油管线、井场、依托场站发生原油泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表2.3-1。

表2.3-1 环境影响因素识别

影响因素	施工期					运行期				
	废气	废水	固废	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素	扬尘、 车辆废 气	生活污 水、管 线试压 水	生活垃 圾、施 工废 料	施工 机 械、 运 输 车 辆	井 喷	加 热 炉 等 烟 气、 无 组 织 挥 发 烃 类	采 出 液 废 水、 作 业 废 水	油 气 集 输 处 理 过 程 产 生 的 油 泥、 井 场 落 地 油、 含 油 防 渗 布	井 场 抽 油 机 噪 声	管 线 泄 漏、 火 灾 等
空气	-S				-S	-L		-S		-SA
声环境				-S					-S	-SA
地表水		-S			-S					
地下水		-S			-S		-L	-S		-SA
土壤			-S		-S			-S		-SA
植被			-S		-S	-L		-S		-SA
动物										-SA
其他										

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

从上表可知本工程的主要环境影响表现在地下水环境、生态环境、环境空气、声环境、土壤环境、环境风险等方面。

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，确定本工程评价因子详见表2.3-2、2.3-3。

表2.3-2 污染影响评价因子一览表

序号	评价内容	评价因子名称	
现状评价因子	1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、颗粒物
	2	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Cl ⁻ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、耗氧量、氯化物、挥发性酚类、石油类、菌落总数、总大肠菌群
	3	土壤	农用地：pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒎、萘、苯并（a）蒎、苯并（b）荧蒎、苯并（k）荧蒎、苯并(a)芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒎、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	4	噪声	连续等效 A 声级
	5	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤退化状况等
影响预测因子	1	环境空气	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物
	2	地下水	石油类
	3	土壤	石油烃
	4	生态	动物、植被、生物量、土地利用现状
	5	噪声	连续等效 A 声级

表2.3-3 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	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

生物群落	物种组成、群落结构	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度优势度等	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

2.4 环境评价标准

2.4.1 环境质量标准

(1) 本项目评价区域执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二级标准。具体标准值见表2.4-1。

表2.4-1 环境空气质量标准 单位: ug/m³

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

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

表2.4-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

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

(2) 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发[2019]11号)，本项目开发区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类区标准，开发区域周边村屯执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的1类区标准，详见表2.4-3。

表2.4-3 声环境质量标准 单位：dB(A)

项目	昼间	夜间
《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类标准	55	45
《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准	60	50

(3) 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)可知，康家围子泡未进行功能区划库里泡，水体功能为过渡区，参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的V类标准限值，具体见表2.4-4。

表2.4-4 地表水环境质量标准 单位：mg/L (pH值除外)

项目	pH	COD	BOD ₅	高锰酸盐指数	NH ₃ -N	石油类	总磷	总氮
V类标准	6-9	≤40	≤10	≤15	≤2.0	≤1.0	0.2	2.0

(4) 井场及场站永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准，永久占地外村屯内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1(基本项目)中第一类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第一类用地石油烃筛选值标准，见表2.4-5；耕地和草地等农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值，见表2.4-6。

表2.4-5 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值	筛选值	标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr(六价)	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	

7	Ni	150	900	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）其他项目	
8	四氯化碳	0.9	2.8		
9	氯仿	0.3	0.9		
10	氯甲烷	12	37		
11	1,1-二氯乙烷	3	9		
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5		
13	1,1-二氯乙烯	12	66		
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596		
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54		
16	二氯甲烷	94	616		
17	1,2-二氯丙烷	1	5		
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10		
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8		
20	四氯乙烯	11	53		
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840		
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8		
23	三氯乙烯	0.7	2.8		
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5		
25	氯乙烯	0.12	0.43		
26	苯	1	4		
27	氯苯	68	270		
28	1,2-二氯苯	560	560		
29	1,4-二氯苯	5.6	20		
30	乙苯	7.2	28		
31	苯乙烯	1290	1290		
32	甲苯	1200	1200		
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570		
34	邻二甲苯	222	640		
35	硝基苯	34	76		
36	苯胺	92	260		
37	2-氯酚	250	2256		
38	苯并[a]蒽	5.5	15		
39	苯并[a]芘	0.55	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15		
41	苯并[k]荧蒽	55	151		
42	蒽	490	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15		
45	萘	25	70		
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	4500		

表2.4-6 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	项目标准值（mg/kg）		备注
		pH>7.5		

1	镉	0.6	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB15618-2018)
2	汞	3.4	
3	砷	25	
4	铅	170	
5	铬	250	
6	铜	100	
7	镍	190	
8	锌	300	

(4) 根据调查, 评价区域地下水主要使用功能为农业灌溉用水, 地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准执行, 具体见表2.4-7。

表2.4-7 地下水环境质量标准 单位: mg/L (pH除外)

项目	类别	标准	标准来源
pH		6.5~8.5 (无纲量)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III类标准
氨氮 (mg/L)		≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)		≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)		≤0.1	
挥发性酚类 (mg/L)		≤0.002	
氰化物 (mg/L)		≤0.05	
砷 (mg/L)		≤0.05	
汞 (mg/L)		≤0.001	
铬 (六价) (mg/L)		≤0.05	
总硬度 (mg/L)		≤450	
铅 (mg/L)		≤0.05	
氟化物 (mg/L)		≤1.0	
镉 (mg/L)		≤0.01	
钠 (mg/L)		≤200	
铁 (mg/L)		≤0.3	
锰 (mg/L)		≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)		≤1000	
耗氧量 (mg/L)		≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)		≤250	
氯化物 (mg/L)		≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)		≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)		≤100	

石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中环境质量标准基本建设项目标准限值
-----	-------	---

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气污染物排放标准

(1) 项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，见表2.4-8；

(2) 井场运行期排放的VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求，见表2.4-9及2.4-10；

(3) 本项目依托场站满足本项目开发需求，不进行改扩建，场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，见表2.4-8。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第5.2.2.1要求；储罐运行维护符合标准中第5.2.3要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中5.3要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中5.4要求；设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中5.5要求。

(4) 依托场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求，见表2.4-9。

(5) 运营期依托场站内加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准，具体见表2.4-11。

表2.4-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

表2.4-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	5.2.2.1 要求 现有设计容积>100m ³ ，物料真实蒸气压>66.7kPa的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。 现有设计容积>500m ³ ，物料真实蒸气压≥27.6但≤66.7kPa的原油储罐需符合下列要求之一：①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；

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

表2.4-10 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位： mg/m^3

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1 h 平均浓度值	在厂房外设置 监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

表2.4-11 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位： mg/m^3

污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼级）
加热炉（在用、燃气）	≤ 30	≤ 100	≤ 400	≤ 1

2.4.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的管线试压废水拉运至葡一联合含油污水站、葡二联合含油污水站处理、葡三联含油污水站，采出液分离含油废水和油井作业废水分别依托葡一联合含油污水站、葡二联合含油污水站处理、葡三联含油污水站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中限值要求：“含油量 $\leq 50\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 30\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”。

2.4.2.3 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中规定的排放限值，具体见表2.4-12。

表2.4-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期井场及场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体见表2.4-13。

表2.4-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
60	50

2.4.2.4 固体废物

（1）施工期管道敷设产生的施工废料执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）标准。

（2）运行期产生的含油防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单标准要求。

（3）项目运行期产生的含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理，处理后再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路，具体标准值见表2.4-14。

表2.4-14 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标
		垫井场、通井路
		mg/kg
1	石油类	≤3000
2	As	≤30
3	Hg	≤0.8
4	Cr ⁶⁺	≤5
5	Cu	≤150
6	Zn	≤600
7	Ni	≤150
8	Pb	≤375
9	Cd	≤3
10	pH值	6.5~9

11	含水率	≤40%
----	-----	------

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

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

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为5.31t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约30%。本项目基建7口油井均为单井，选1口产能相对较大井场进行预测分析，即选取葡71-斜更652井进行预测。根据区块开发指标预测表，本项目葡71-斜更652产油量为1.8t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为1.4175g/kg，则葡71-斜更652井场非甲烷总烃逸散量为 $1.8 \times 2 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.0015\text{t/d}$ （0.064kg/h）。面源污染源参数见表2.5-1。

表2.5-1 面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
	东经	北纬								非甲烷总烃
葡71-斜更652	124.6834812	45.99491947	128	40	30	0	3	8760	连续	0.064

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

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

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站近二十年气象数据统计。

(3) 拟建项目位于农村地区的草地及少量耕地中，本次评价的土地利用利类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据EIA2018大气预测软件的DEM地形文件，地形数据分辨率90m。估算模型具体参数见下表2.5-2，然后按评价工作分级判据进行分级。

表2.5-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		39.0
最低环境温度/°C		-40.7
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的有关规定，评价工作等级由项目主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 及第*i*个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 进行等级划分。其中， P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表2.5-3。

表2.5-3 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大浓度占标率（%）
葡 71-斜更 652 井	非甲烷总烃	4.5060

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表2.5-4。

表2.5-4 评价等级判别表

评价工作等级	烟尘
一级	$P_{\max} \geq 10\%$

二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

计算结果可以看出，无组织排放最大地面占标率 $P_{\max}=4.5060\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

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

本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级B。

地面水环境评价等级判据见表2.5-5。

本项目产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》中关于地表水环境影响评价工作分级要求，本项目评价等级为三级B。

表2.5-5 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m ³ /d) ; 水污染物当量数 W/ (无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 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：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。

2.5.3 地下水环境

(1) 划分依据

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录A中地下水环境影响评价行业分类表中规定，本项目属于石油开采类，地下水环境影响评价项目类别为I类项目。

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表2.5-6。

表2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
本工程	不敏感

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

根据现状调查，本项目区块周边村屯饮用水源为村屯自建的承压供水井，供水方式为单村供水，供水人数均小于 1000 人，根据《分散式饮用水源地环境保护指南》中“分散式饮用水水源地指供水小于一定规模（供水人口一般在 1000 人以下）的现用、备用和规划饮用水水源地”，本项目村屯水井均按照分散式水源地考虑。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ338-2018）分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，分散式饮用水源一级保护区半径 R 为 50m。根据《优化评价内容严控新增污染—<环境影响评价技术导则 地下水环境>解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据见图 2.5-1。



图 2.5-1 地下水敏感性判定依据

根据图2.5-1所示，对于本项目涉及的分散式水源地（单井），一级保护区的距离为 50m，较敏感区为地下水水质点运移2000 天对应距离，较敏感区外为不敏感区。

根据地下水水质点运移距离计算公式：

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

式中：L—质点运移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取2；

K—渗透系数，m/d，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录B，确定本次取K=5；

I—水力坡度，无量纲；根据区域等水位线图确定I=0.002；

T—质点迁移天数；本次取T=2000；

n_e —有效孔隙度，无量纲；本次取 $n_e=0.35$

因此下游迁徙距离： $L_{2000} = \alpha \times K \times I \times T / n_e = 2 \times 5 \times 0.002 \times 2000 / 0.35 = 114m$

$$L = 50 + L_{2000} = 164m$$

即：分散式饮用水水源井 164m 以外区域属于“不敏感”区域。

本工程开发区域内井场距下游村屯分散式供水井最近距离为拟建葡174-更134西南侧238m小张屯水井，大于164m（分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为50m+L2000d之和），可见本工程对单井分散式饮用水水源为不敏感。

（2）本项目地下水评价等级判定

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表2.5-7。

表2.5-7 评价工作级分级表

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

本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），本工程开发区域及周边属于声功能区划的1类区，本工程主要噪声源分为运行期井场抽油机的电机等装置产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源及场站运行噪声，本项目油注入井均为老井、场站均为依托工程，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 土壤环境

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建设项目行业分类：对照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录A，本项目属于采矿业中金属矿、石油、页岩油开采，按土壤环境影响评价项目类别划分为I类。

②土壤环境敏感程度分级：井场周边分布有耕地，因此本项目土壤敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表2.5-8。

表2.5-8 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建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），本工程新增永久占地规模为 0.25hm^2 ，占地规模属于小型。具体等级划分表见表2.5-9。

表2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

综上所述，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，本项目为污染影响型的一级评价。

2.5.6 生态环境

(1) 依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。

(2) 按以下原则确定评价等级；

- a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
- c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于一级；
- d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- f) 当工程占地规模大于 20km²时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；
- g) 除本条 a)、b) c、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；
- h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

(3) 建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。

(7) 涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485。

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线；根据 HJ2.3 判断本工程不属于水文要素影响型；根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内未分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标；本项目作为改扩建项目新增总占地面积为 20.2945hm²（2.02959km²<20km²），占地类型为耕地、草地及水面。因此，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19—2022）相关判定要求，该项目的生态评价等级确定为三级。

2.5.7 风险评价

本项目涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），结合本项目工程内容，确定本工程涉及的主要风险源为集输管道。

本项目集输管道中管径最大、长度最长的集输管线规格为φ60×3.5，长度为2.16km，则管线内原油为 $V=\pi r^2 L=(3.14 \times 0.02852^2 \times 5 \times 1000)=5.5\text{m}^3$ 。原油密度以0.85t/m³计算，

则管线原油最大存在量为4.67t；伴生气标态密度0.7174kg/m³，该区块气油比约45m³/t，则管道中天然气最大储量为0.18t。

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

表2.5-10 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS号	最大存在量 (t)	临界量 (t)	qn/Q	ΣQ
1	天然气（甲烷）	74-82-8	0.18	10	0.018	0.0198
2	原油（石油类）	/	4.67	2500	0.0018	

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法见表2.5-12，Q为0.0198<1，因此，判定本项目环境风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表2.5-12 风险评价工作级别表

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

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

2.6 评价范围及环境保护目标

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合本项目井场分布位置，确定大气环境评价范围为以井场为中心外扩2.5km及管线两侧200m范围的区域。大气环境保护具体见表2.6-1，大气环境评价范围及保护目标分布见附图7。

表2.6-1 大气环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	东经	北纬				
苗家窝棚	124.786881	46.053964	村民，约220人	大气环境	二类	拟建葡64-更94井东南侧1.55km
史家围子	124.774579	46.052475	村民，约230人	大气环境	二类	拟建葡64-更94井东南侧0.789km
正合屯	124.74671	46.055823	村民，约200人	大气环境	二类	拟建葡65-更83井东北侧1.70km

正亚屯	124.746837	46.053637	村民, 约 210 人	大气环境	二类	拟建葡 64-更 94 井 西北侧 1.635km
长安村	124.727096	46.055066	村民, 约 280 人	大气环境	二类	拟建葡 65-更 83 井 北侧 2.00km
张云令屯	124.747651	46.029210	村民, 约 250 人	大气环境	二类	葡 652-斜更 p83 东 南侧 1.04km
五大户	124.757625	46.029221	村民, 约 230 人	大气环境	二类	拟建葡 64-更 94 井 西南侧 1.55km
民强村	124.767649	46.029219	村民, 约 300 人	大气环境	二类	拟建葡 64-更 94 井 南侧 1.36km
小东屯	124.777761	46.029210	村民, 约 150 人	大气环境	二类	拟建葡 64-更 94 井 东南侧 1.78km
两半屯	124.792413	46.036539	村民, 约 190 人	大气环境	二类	拟建葡 64-更 94 井 东南侧 1.80km
八井子村	124.73007	46.02488	村民, 约 180 人	大气环境	二类	葡 652-斜更 p83 南 侧 1.11km
万年屯	124.66061	46.00837	村民, 约 180 人	大气环境	二类	拟建葡 65-斜 672 井西南侧 1.33km
蒙古屯	124.652704	46.010528	村民, 约 75 人	大气环境	二类	拟建葡65-斜672 井西南2.372km
钱家屯	124.709817	46.011496	村民, 约 150 人	大气环境	二类	拟建葡 68-斜 672 井东侧 0.618km
七井子村	124.71996	46.007040	村民, 约 270 人	大气环境	二类	拟建葡 76-更 73 井 西北侧 1.17km
张兴屯	124.72211	46.00696	村民, 约 180 人	大气环境	二类	拟建葡 76-更 73 井 北侧 0.725km
罗家屯	124.73636	46.00095	村民, 约 195 人	大气环境	二类	拟建葡 76-更 73 井 东侧 0.795km
四撮房	124.755356	46.003013	村民, 约 300 人	大气环境	二类	拟建葡 76-更 73 井 东侧 1.48km
翟生屯	124.767951	45.987360	村民, 约 150 人	大气环境	二类	拟建葡 84-侧斜更 86 东侧 1.51km
下洼子屯	124.746334	45.976350	村民, 约 150 人	大气环境	二类	拟建葡 86-更 832 井东南 2.1km
唐花马屯	124.674133	45.983505	村民, 约 110 人	大气环境	二类	拟建葡 79-更 52 井 西北 1.00km
龙青山	124.665910	45.974008	村民, 约 180 人	大气环境	二类	拟建拟建葡 79-更 52 井西 1.50km

前王家屯	124.851412	46.009356	村民, 约 90 人	大气环境	二类	拟建太 100-64 井 东北 1.55km
厢房屯	124.878501	45.999644	村民, 约 220 人	大气环境	二类	拟建太 100-64 井 东北 1.06km
杨玉山屯	124.893751	45.988798	村民, 约 120 人	大气环境	二类	拟建太 100-64 井东 2.03km
四合屯	124.870384	45.981861	村民, 50 人	大气环境	二类	拟建太 109-60 井 东侧 1.47km
刘连清屯	124.879146	45.970416	村民, 约 50 人	大气环境	二类	拟建太 109-60 井 东南侧 2.34km
高华尖屯	124.850263	45.960696	村民, 约 150 人	大气环境	二类	拟建太 232 井东北 侧 0.777km
何大玉屯	124.821252	45.966663	村民, 约 200 人	大气环境	二类	拟建太 232 井西北 侧 1.27km
庆阳山村	124.819612	45.970307	村民, 约 750 人	大气环境	二类	拟建太 232 井西北 侧 1.78km
小山屯	124.839290	45.986668	村民, 约 60 人	大气环境	二类	拟建太 109-60 井 西北侧 0.791km
邹子臣屯	124.852777	45.975881	村民, 约 80 人	大气环境	二类	拟建太 109-60 井 南侧 0.446km
大庙屯	124.826652	45.946165	村民, 约 50 人	大气环境	二类	拟建太 232 井西南 侧 1.81km
公民村	124.838333	45.938437	村民, 约 250 人	大气环境	二类	拟建太 232 井南侧 1.76km
永富村	124.760742	45.827603	村民, 约 220 人	大气环境	二类	拟建葡 188-斜更 162 南侧 1.33km
李文翠	124.780225	45.840400	村民, 约 200 人	大气环境	二类	拟建葡 188-斜更 162 东侧 1.31km
陈二道眼	124.795225	45.838400	村民, 约 190 人	大气环境	二类	拟建葡 188-斜更 162 东侧 2.30km
林场屯	124.777135	45.854749	村民, 约 100 人	大气环境	二类	拟建葡 188-斜更 162 东北侧 1.64km
小张屯	124.760643	45.865986	村民, 约 220 人	大气环境	二类	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.25km
大张屯	124.756021	45.860936	村民, 约 290 人	大气环境	二类	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.692km
永吉村	124.775848	45.874891	村民, 约 220 人	大气环境	二类	拟建葡 174-更 134 井西北侧 1.02km

后窝棚	124.729328	45.838965	村民, 约 200 人	大气环境	二类	拟建葡 188-斜更 162 西侧 1.88km
前围子	124.899616	45.695659	村民, 约 300 人	大气环境	二类	拟建永 166-更 60 井南侧 0.584km
东大村	124.895616	45.695659	村民, 约 300 人	大气环境	二类	拟建永 166-更 60 井西南 1.10km
嘎楼窝棚	124.895616	45.690659	村民, 约 200 人	大气环境	二类	拟建永 166-更 60 井南侧 1.25km
大围子	124.895616	45.702659	村民, 约 180 人	大气环境	二类	拟建永 166-更 60 井西侧 0.755km
花尔村	124.925365	45.715768	村民, 约 150 人	大气环境	二类	拟建永 166-更 60 井东北侧 1.75km
杨柳村	124.915924	45.676861	村民, 约 200 人	大气环境	二类	拟建台 84-斜更 134 井东北 2.34km
团结村	124.880089	45.654008	村民, 约 220 人	大气环境	二类	拟建台 84-斜更 134 井南侧 1.11km
魏家窝棚	124.898045	45.662736	村民, 约 200 人	大气环境	二类	拟建台 84-斜更 134 井东侧 0.478km

2.6.2 声环境影响评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境影响评价范围为井场、管道、道路中心线两侧各200m范围内的声环境。本项目200m范围内无声环境保护目标。

2.6.3 地下水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本项目地下水评价范围。计算公式如下：

$$L=\alpha \times K \times I \times T / n e$$

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取2，取2；

K——渗透系数，取8m/d；

I——水力坡度，无量纲，0.005；

T——质点迁移天数，取值不小于5000d，取5000d；

ne——有效孔隙度，无量纲，取0.35。

由此计算 $L=285\text{m}$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评价范围应为场地下游 $L\text{m}$ 及两侧各 $L/2\text{m}$ 构成的区域范围。项目所在区域地下水流向为由东北向西南，结合查表法、 L 值、水文地质结构、地下水源及地下水保护目标分布情况，最终确定地下水评价范围为 4 个东北→西南走向的矩形区域，面积分别为 120km^2 、 8.8km^2 、 5.3km^2 、 9.6km^2 ，共 143.7km^2 ，地下水评价范围见附图 7。

地下水环境保护目标详见表 2.6-2，地下水评价范围及保护目标分布见附图 7。

表 2.6-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	环境特征	保护标准及保护级别
区域潜水		整个区域潜水含水层		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类
	史家围子水井	拟建葡 64-更 94 井东南侧 1.55km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	正合屯水井	拟建葡 65-更 83 井东北侧 1.70km	承压水井 1 口，井深 120m，供本村饮用，其余分散式水井约 40 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	正亚屯水井	拟建葡 64-更 94 井西北侧 1.635km	承压水井 1 口，井深 100m，供本村饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	长安村水井	拟建葡 65-更 83 井北侧 2.00km	承压水井 1 口，井深 90m，供本村饮用，其余分散式水井约 65 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	张云令屯水井	葡 652-斜更 p83 东南侧 1.04km	承压水井 1 口，井深 120m，供本村饮用，其余分散式水井约 55 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	五大户水井	拟建葡 64-更 94 井西南侧 1.55km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	民强村水井	拟建葡 64-更 94 井南侧 1.36km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 70 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	小东屯水井	拟建葡 64-更 94 井东南侧 1.78km	承压水井 1 口，井深 120m，供本村饮用，其余分散式水井约 35 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	两半屯水井	拟建葡 64-更 94 井东南侧 1.80km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	

八井子村水井	葡 652-斜更 p83 南侧 1.11km	承压水井 1 口，井深 100m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
万年屯水井	拟建葡 65-斜 672 井西南侧 1.33km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
钱家屯水井	拟建葡 68-斜 672 井东侧 0.618km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
七井子村水井	拟建葡 76-更 73 井西北侧 1.17km	承压水井 1 口，井深 120m，供本村饮用，其余分散式水井约 60 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
张兴屯水井	拟建葡 76-更 73 井北侧 0.725km	承压水井 1 口，井深 100m，供本村饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
罗家屯水井	拟建葡 76-更 73 井东侧 0.795km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
四撮房水井	拟建葡 76-更 73 井东侧 1.48km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 65 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
唐花马屯水井	拟建葡 79-更 52 井西北 1.00km	承压水井 1 口，井深 100m，供本村饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
龙青山水井	拟建拟建葡 79-更 52 井西 1.50km	承压水井 1 口，井深 100m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
厢房屯水井	拟建太 100-64 井东北 1.06km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 55 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
四合屯水井	拟建太 109-60 井东侧 1.47km	承压水井 1 口，井深 90m，供本村饮用，其余分散式水井约 10 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
高华尖屯水井	拟建太 232 井东北侧 0.777km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 35 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉

邹子屯水井	拟建太 109-60 井南侧 0.446km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 15 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
小张屯水井	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.25km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
大张屯水井	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.692km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 65 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
前围子水井	拟建永 166-更 60 井南侧 0.584km	承压水井 1 口，井深 120m，供本村饮用，其余分散式水井约 60 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
东大村水井	拟建永 166-更 60 井西南 1.10km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 60 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
嘎楼窝棚水井	拟建永 166-更 60 井南侧 1.25km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
团结村水井	拟建台 84-斜更 134 井南侧 1.11km	承压水井 1 口，井深 100m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
魏家窝棚水井	拟建台 84-斜更 134 井东侧 0.478km	承压水井 1 口，井深 110m，供本村饮用，其余分散式水井约 45 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
永太村水井	拟建葡 90-更 46 井南侧 2.52km	承压水井 1 口，井深 12m，供本村饮用，其余分散式水井约 70 口，井深 8~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉

2.6.4 环境风险评价范围及保护目标

本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。建设项目周围主要环境敏感目标分布见表2.6-1~表2.6-2。

2.6.5 生态环境、土壤环境和地表水评价范围及保护目标

根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为井场边界外扩1km的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩200m区域的生态环境。生态环境保护目标详见表2.6-3，生态环境评价范围见附图7，生态环境保护目标分布见附图7。

本项目土壤环境评价范围为井场区块外扩1000m范围内，管线两侧向外延伸200m区域的土壤环境。土壤环境保护目标详见表2.6-4，土壤环境评价范围见附图7。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级B的评价范围要求，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。因此本项目地表水评价范围为区域内地表水体康家围子泡。保护目标详见表2.6-5。

表2.6-3 生态保护目标统计

环境要素	保护目标	最近方位及距离	环境特征	保护级别
生态环境	拟建井场边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地、草地及水面			生态环境不受破坏
	本项目位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇属于大庆市水土流失重点治理区			不因本项目加剧水土流失

表2.6-4 土壤环境保护目标统计

环境要素	最近方位及距离	环境特征	保护级别
土壤环境	井场永久占地范围内土壤		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值土壤环境不受破坏。
	建设项目井场边界外延 1km；管线两侧外延 200m 范围内的土壤环境，主要为耕地、草地、水面		《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

表2.6-5 地表水保护目标统计

环境要素	保护目标	最近方位及距离	环境特征	保护标准及保护级别
地表水环境	康家围子泡	葡 78-65 为水泡井场，位于康家围子泡内。	自然泡沼，无水体功能规划，主要功能为汇集雨水，面积 1356.71hm ²	保护水环境质量现状
	库里泡	拟建葡 174-更 134 东侧 1.6km	水域面积约 55.7km ²	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值

2.7 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及油田开发建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以生态环境影响评价、土壤环境影响评价、地下水环境影响评价、环境风险评价及工程污染防治措施评价为重点，同时进行项目大气环境影响评价、声环境影响评价，环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析，在评价过程中力求工业污

染防治与生态环境保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

3 建设项目工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 基本情况

项目名称：第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设地面工程项目；

建设地点：黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇；

建设性质：改扩建；

建设内容：基建油水井26口，其中油井7口，注水井19口（包含转注井5口），油井采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺。新建单井集油掺水管线共7.02km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-0.08\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.94\text{km}$ ；注水井19口，其中18口采用单干管多井配水工艺，新建配水阀组3套；另外1口采用单干管单井配水工艺，就近挂接至注水支干线。新建注水井单井支线共12.57km，其中 $\Phi 60 \times 5-12.29\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 6-0.23\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 4.5-0.05\text{km}$ 。建成产能 $0.375 \times 10^4\text{t/a}$ 。

占地面积：项目新增占地面积 20.2945hm^2 ，其中永久占地 0.6975hm^2 ，临时占地 19.579hm^2 。

工程投资：1538.1万元。

施工时段：预计本项目施工期为2023年4月~2022年6月。

3.1.2 项目组成

本工程项目组成情况见表3.1-1。

表 3.1-1 本工程项目组成一览表

工程类别	工程名称	规模及建设内容	备注
主体工程	采油工程	本项目基建7口油井，均为单井井场，采用注水驱油、抽油机采油方式运行，采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺。新建单井集油掺水管线共7.02km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-0.08\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.94\text{km}$ 。建成后预计产能 $0.375 \times 10^4\text{t/a}$ 。	新建
	注水工程	本次产能共基建注水井19口，其中14口更新井，5口转注井。其中18口采用单干管多井配水工艺，新建配水阀组3套，利旧配水阀组15套；另外1口采用单干管单井配水工艺，就近挂接至注水支干线。新建注水井单井支线共12.57km，其中 $\Phi 60 \times 5-12.29\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 6-0.23\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 4.5-0.05\text{km}$ 。	新建
辅助工程	道路工程	新建通井路1.82km。	新建
	油井清防蜡	清防蜡方式采用应用井下固体防蜡器。同时为防止油井出砂，设计采用普通防砂筛管。	新建

公用工程	供水工程	地面工程项目施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。运营期油水井作业用水、洗井用水来源为葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。运营期无新增定员。	依托	
	排水工程	本工程采用清水试压，管线试压废水排放量为42.52m ³ ，由罐车拉运至葡二联污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”限值要求后回注，不外排。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，施工人员生活污水依托七厂周围场站内防渗旱厕。运营期无新增定员。	依托	
	供暖工程	本项目不设施工营地，不需供暖。	/	
	供电工程	新建柱上变电站6座，利旧安装1座	新建	
环保工程	废气治理措施	施工期	本项目施工期采取了在施工现场及时洒水、运输车辆洒水抑尘、大风天气避免土方作业等措施，防止扬尘的扩散。	/
		运营期	运营期井场及依托场站原油集输过程均采用了密闭流程等措施，防止了烃类气体的挥发；依托场站加热炉均使用天然气为燃料，葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北15#转油站及台肇联合站加热炉产生的废气均经8m以上烟囱排放，葡北9#转油站、葡北10#转油站运转正常且均已经通过建设项目竣工环境保护验收。	依托
	废水治理措施	施工期	施工人员产生的生活污水依托七厂周围场站内防渗旱厕；管道试压废水由罐车分别拉运至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后回注，不外排。葡二联含油污水处理站运转正常，且已经通过建设项目竣工环境保护验收。	依托
		运营期	运营期产生的采出液经密闭管线输送至转油站、脱水站初步处理，产生的含油污水分别经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后回注地下，出水满足“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层；油井作业废水由罐车拉分别运至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下，不外排。葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站运转正常，且已经通过建设项目竣工环境保护验收。	依托
噪声治理措施	施工期	施工期选用低噪声设备；定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输。	依托	

		运营期	依托场站机泵设备均安装在室内，并且设置减震基础、隔声门窗等。	新建
固废处置措施		施工期	施工期生活垃圾统一收集，收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理；管线施工产生的废保温材料送至第七采油厂工业固废填埋场。	依托
		运营期	运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥（砂）统一收集送葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路； 废防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处理；	
地下水及土壤防护			在本项目区域上游设立1口潜水跟踪监测井（史家围子地下水井 124.774579，46.052475）；区域下游设置2口潜水跟踪监测井（团结村地下水井 124.880089，45.654008；唐花马屯地下水井 124.674133，45.983505），区域下游设置1口承压水跟踪监测井（小张屯地下水井 124.760643，45.865986）	依托周边已建水井
			在台84-斜更134井场、葡86-更832井场布设2个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为pH、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）监测频次为1次/年。	新建
			集油掺水管道、注水管道为重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；油水井作业期间井场作业区做一般防渗处理，井场永久占地内铺设1.5mm厚防渗土工布，渗透系数为1.0×10 ⁻¹³ cm/s；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	新建
生态保护措施			本项目生态恢复主要是对管线铺设临时占地进行恢复，需恢复的面积为19.597hm ² 。对临时占用土地采取表土留存，分层回填，翻松整平，植被恢复等措施。	新建
风险防控措施			依托场站泵房设有可燃气体报警器，站内设有视频监控系统，连接至值班室。站内设有应急物资库房，围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，可在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。	依托
依托工程	转油站	葡北10#转油站	葡北10#转油站建于1980年，目前辖油井177口，计量间7座。该站现有加热装置4台，其中2台2.5MW掺水热洗炉、1台1.5MW采暖炉、1台3MW加热炉，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进	依托

			行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为7100t/d，实际处理能力为6394t/d，负荷率为90.1%，本项目实施后来液11.6t/d，接入后处理量为6405.6t/d，负荷率为90.2%，可以满足本次产能建设需要。	
		葡北8#转油站	葡北8号转油站于2008年10月改造，采用“三合一”处理工艺，含水油输至葡一联合站。目前该站辖集油间8座、油井153口。葡北8号转油站目前正常运行。该站现有加热装置3台，其中2.4MW掺水炉2台、2.0MW掺水炉1台。该站设计三相分离器处理能力为8600t/d，目前实际量4723t/d，负荷率54.9%，接收本次工程后，新增处理量30t/d，接入后处理量为4753t/d，负荷率为55.3%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。	依托
		葡北15#转油站	葡北15号转油站目前管辖油井119口，集油阀组间7座。含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为13500t/d，实际处理量为6394t/d，负荷率为47.4%，本项目实施后来液28t/d，接入后处理量为6422t/d，负荷率为47.6%，该站可以满足本次产能建设需	
		台肇联合站	台肇联转油站目前管辖油井273口，集油阀组间13座。含水油经升压泵输至敖包塔联脱水站进行脱水处理。站内采用“分离、缓冲、加热、沉降、电脱水”五合一装置（电脱水已不运行），五合一设计处理能力为5300t/d，负荷率为65.0%，本项目实施后1口油井产液进入该站，本项目产液进入后负荷率为65.0%，该站可以满足本次产能建设需要。	依托
	脱水站	葡一联脱水站	葡一联脱水站于1988年12月建成投产，担负着第一油矿5座转油站含水原油的脱水任务；同时该站也是采油七厂净化油总外输口，负责将本站及葡二联、葡三联的净化油输送至南垣油气处理厂处理。该站原为两段电脱水工艺，自2002年起陆续新建了3台高效三相分离热化学脱水装置，目前，站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺，电脱水器已做二次沉降罐放水。葡一联脱水站设计处理能力16000t/d，实际处理能力为13235t/d，负荷率为82.7%，葡一联脱水站承接葡北8转油站来液，新增处理量约30t/d，接入后处理量为13265t/d，负荷率为82.9%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。	
		葡二联脱水站	葡二联合站始建于1980年4月，经过多次扩改建，相继建成脱水转油、地下水深度处理、注水、含油污水处理、变电等部分。目前该脱水站接收葡北9座转油站的来液、来气。含水油在脱水站经电脱水器进行脱水处理，处理后的净化油外输至葡一联，含油污水输至含油污水深度处理站处理后回注，所产伴生气用于自耗或外输。葡二联脱水站设计处理能力30000t/d，实际处理能力为22350t/d，负荷率为74.5%，葡二联脱水站承接葡北10转油站、葡北15转油站来液，新增处理量约39.6t/d，接入后处理量为22389.6t/d，负荷率为74.6%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。	

	敖包塔联合站	敖包塔联合站始建于1995年，于2002年、2003年、2004年及2006年进行过改造，2006年扩改建时新建脱水站1座，目前该脱水站接收本站、敖9、葡361转油站来液（含第七作业区）、敖256转油站的来液、来气及敖南转油站来液（采油九厂）。含水油在脱水站经化学工艺进行脱水处理，处理后的净化油外输至葡三联，含油污水输至葡三联含油污水深度处理站处理后回注。敖包塔联脱水站设计处理能力8000t/d，实际处理能力为4174t/d，负荷率为52.17%，敖包塔联脱水站承接台肇联转油站来液，新增处理量约1.2t/d，接入后处理量为4175.2t/d，负荷率为52.19%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。	
含油污水处理站	葡一联合站	本项目产生的含油污水依托葡一联合站含油污水处理站处理，该站隶属于葡一联合站，占地面积26400m ² ，处理后含油污水供葡1-1注水站、葡一联注水站注水。1997年11月建成投产，2004年10月扩建改造。老站处理工艺为两级沉降+两级过滤，扩建站处理工艺为一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐，最终设计处理能力15000m ³ /d，目前处理量为13000m ³ /d，接收本次产能最大污水量28.5m ³ /d，负荷率为86.8%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。	依托
	葡二联合站	该站建于1997年，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为2×10 ⁴ m ³ /d，实际处理量为18000m ³ /d，当前负荷90.0%，接入本项目最大污水量32.9m ³ /d，负荷率为90.2%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。	依托
	葡三联站	该站建于1995年，于2009年扩建，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为0.5×10 ⁴ m ³ /d，实际处理量为4255m ³ /d，当前负荷85.1%，接收本次产能最大污水量0.2m ³ /d，负荷率为85.1%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。	依托
	葡萄花含油污泥处理站	采用含油污泥调质-离心处理技术工艺，设计规模为5m ³ /h（年运行150天，每天24小时，年最大处理量18000m ³ ），目前实际处理量为12600m ³ /a，剩余处理量为5400m ³ /a，本工程污泥处理量为0.345t/a，处理能力满足需求。本项目依托可行。	依托
	第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北9km一处盐碱地内，于2013年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12号），总容量为14000m ³ ，设计年	依托

		处理能力为581.2m ³ ，目前填埋总量约为9100m ³ ，剩余填埋量约为4900m ³ ，本项目产生废弃防渗布和一般包装袋共计1.2t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。	
	大庆油田水务工程技术有限公司七厂含油污泥处理装置	该项目位于黑龙江省大庆市第七采油厂第二油矿九号站油污泥存放点，场地租用大庆油田第七采油厂葡萄花含油污泥处理站一座5000m ³ 含油污泥储池及周边场地。该项目设有7t/h含油污泥处理装置2套（一用一备，不同时启用），设计处理规模为40000t/a。该装置采用密闭旋转蒸馏工艺处理含油污泥，目前该含油污泥处理装置实际处理量为20000t/a，负荷率为50%，剩余处理量为20000t/a。本项目及同期项目油泥最大产生量约为0.345t/a，经第七采油厂葡萄花含油污水处理站处理后进入该装置后，该装置负荷率为50.003%，因此，大庆油田水务工程技术有限公司七厂含油污泥处理装置剩余处理能力满足本项目及同期建设项目含油污泥处理需求，依托可行。	依托
临时工程		本项目施工时不设施工营地及料场，不设置取土场、弃土场、拌合站、施工便道。本项目管线施工直接将管线和筑路材料拉运到施工现场进行施工。管线施工不打乱土层，先挖表土层（20cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。	临时

3.1.3 工程方案

3.1.3.1 开发方案

(1) 基建井及井位分布

本项目基建油井7口，基建水井19口（包括转注井5口），分布在葡北、葡南、太南、永乐区块内，占地类型为耕地（一般耕地、基本农田）、草地及水面。本项目井位部署表见表3.1-2。具体井位分布情况布见图3.1-1。

表 3.1-2 项目井位信息表

序号	平台/井号	横坐标	纵坐标	井别	占地类型
1	葡65-斜672	21629884	5099293	油井	耕地（一般耕地）
2	葡66-斜672	21630322	5098426	油井	草地
3	葡68-斜672	21630916	5098427	油井	草地
4	台84-更斜134	21647127	5060544	油井	耕地（基本农田）
5	葡71-更652	21630578	5097078	油井	草地
6	葡652-斜更P83	21634152.73	5101639.69	油井	耕地（一般耕地）
7	葡86-更832	21634849	5094786	油井	草地
8	葡174-更134	21636072.13	5083621.17	水井	耕地（一般耕地）
9	永166-更60	21648562	5064962	水井	耕地（基本农田）
10	葡80-更68	21632672	5095525	水井	草地
11	葡84-侧斜更86	21635207	5095901	水井	草地
12	葡87-更81	21634614	5094262	水井	草地
13	葡90-更46	21629466	5091130	水井	草地
14	葡83-更53	21630824.04	5093064.81	水井	草地

15	葡79-更52	21630357	5094393	水井	草地
16	葡89-更55	21630764	5091049	水井	草地
17	葡86-2更82	21634598	5094543	水井	草地
18	葡65-更83	21634034	5101668	水井	耕地（一般耕地）
19	葡64-更94	21636757	5102596	水井	耕地（一般耕地）
20	葡76-更73	21633280.72	5097311.41	水井	草地
21	葡188-斜更162	21640145.60	5082036.30	水井	耕地（一般耕地）
22	葡65-64	21629317.00	5098709.00	转注水井	草地
23	葡78-65	21631547.00	5095471.00	转注水井	水面
24	太100-64	21644039.00	5097130.00	转注水井	耕地（一般耕地）
25	太109-60	21642762.00	5095319.00	转注水井	耕地（一般耕地）
26	太232	21642333.00	5093196.00	转注水井	耕地（一般耕地）

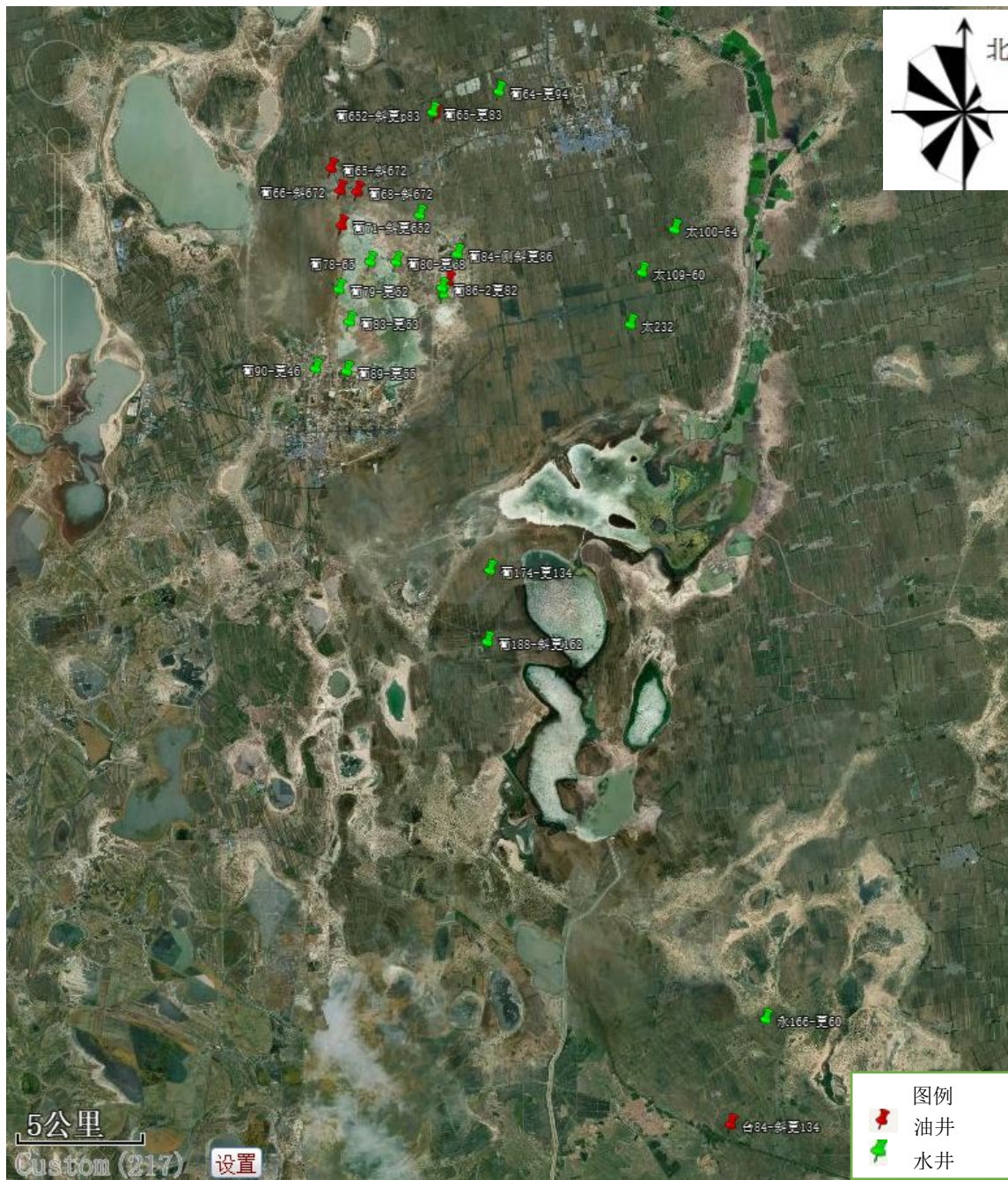


图 3.1-1 井位分布图

(2) 开发指标预测

第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设工程共新建油水井26口，其中油井7口，注水井19口（转注井5口），建成产能 $0.375 \times 10^4 \text{t/a}$ ，开发指标预测详见表3.1-3、表3.1-4，原油物性表见表3.1-5，采出水理化性质指标见表3.1-6。

表 3.1-3 本工程开发指标预测（油井）

年份 项目	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
葡 71-更 652										
单井产油量 (t/d)	1.8	1.6	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7
单井产液量 (t/d)	38.0	37.4	37.1	37.3	37.9	38.3	38.2	38.5	38.1	38.1
年产油量 (10^4t/a)	0.02	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
年产液量 (10^4t/a)	0.38	1.12	1.11	1.12	1.14	1.15	1.15	1.16	1.14	1.14
综合含水 (%)	95.3	95.7	96.1	96.5	96.9	97.2	97.5	97.8	98.0	98.2
葡 86-更 832										
单井产油量 (t/d)	1.5	1.4	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6
单井产液量 (t/d)	30.0	29.5	29.3	29.4	29.9	30.2	30.1	30.4	30.1	30.1
年产油量 (10^4t/a)	0.02	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
年产液量 (10^4t/a)	0.30	0.89	0.88	0.88	0.90	0.91	0.90	0.91	0.90	0.90
综合含水 (%)	95.0	95.4	95.9	96.3	96.7	97.1	97.4	97.6	97.9	98.1
台 84-更斜 134										
单井产油量 (t/d)	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4
单井产液量 (t/d)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
年产油量 (10^4t/a)	0.01	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
年产液量 (10^4t/a)	0.01	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
综合含水 (%)	16.7	23.8	30.9	38.1	45.2	51.2	55.9	60.7	64.2	67.8
葡 652-斜更 P83										
单井产油量 (t/d)	1.8	1.6	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7
单井产液量 (t/d)	28.0	27.6	27.4	27.5	27.9	28.2	28.1	28.4	28.1	28.1
年产油量 (10^4t/a)	0.02	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
年产液量 (10^4t/a)	0.28	0.83	0.82	0.82	0.84	0.85	0.84	0.85	0.84	0.84
综合含水 (%)	93.6	94.1	94.7	95.2	95.8	96.2	96.6	97.0	97.2	97.5
葡 65-672										
单井产油量 (t/d)	1.00	0.95	0.90	0.87	0.84	0.82	0.79	0.77	0.74	0.72
单井产液量 (t/d)	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
年产油量 (10^4t/a)	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02
年产液量 (10^4t/a)	0.43	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79

综合含水 (%)	95.8	96.0	96.3	96.4	96.5	96.6	96.7	96.8	96.9	97.0
葡 66-672										
单井产油量 (t/d)	1.10	1.03	0.98	0.94	0.91	0.87	0.83	0.81	0.79	0.76
单井产液量 (t/d)	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
年产油量 (10 ⁴ t/a)	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
年产液量 (10 ⁴ t/a)	0.50	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
综合含水 (%)	96.1	96.3	96.5	96.6	96.8	96.9	97.0	97.1	97.2	97.3
葡 68-672										
单井产油量 (t/d)	1.10	1.03	0.98	0.94	0.91	0.87	0.83	0.80	0.78	0.75
单井产液量 (t/d)	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
年产油量 (10 ⁴ t/a)	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
年产液量 (10 ⁴ t/a)	0.54	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99

表 3.1-4 本工程开发指标预测表 (水井)

项目 \ 年份	年份										
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
葡 64-更 94											
单井日注水量 (m ³ /d)	75	85	85	85	85	85	85	75	75	70	
注水压力 (MPa)	10.0	11.0	11.1	11.6	11.7	11.8	12.0	11.8	11.8	11.6	
葡 76-更 73											
单井日注水量 (m ³ /d)	60	60	70	70	70	70	60	60	60	60	
注水压力 (MPa)	9.5	9.5	10.0	10.2	10.4	10.6	9.8	9.8	10.1	10.2	
葡 80-更 68											
单井日注水量 (m ³ /d)	50	50	60	60	60	70	70	70	70	60	
注水压力 (MPa)	12.1	12.1	12.5	12.5	12.5	12.8	12.9	13.2	13.3	13.2	
葡 65-更 83											
单井日注水量 (m ³ /d)	60	60	60	50	50	50	50	50	50	50	
注水压力 (MPa)	11.5	12.5	13.0	13.2	13.4	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	
葡 174-更 134											
单井日注水量 (m ³ /d)	45	45	45	45	45	50	50	50	50	50	
注水压力 (MPa)	13.0	13.3	13.6	14.1	14.1	14.3	14.4	14.4	14.3	14.2	
葡 188-斜更 162											
单井日注水量 (m ³ /d)	30	30	30	35	35	40	40	40	40	45	
注水压力 (MPa)	12.5	12.8	12.8	13.1	13.5	14.1	14.4	14.4	14.6	14.8	
永 166-更 60											
单井日注水量 (m ³ /d)	30	30	35	35	30	30	25	25	25	30	
注水压力 (MPa)	15.5	15.8	16.8	17.8	16.2	17.0	16.8	17.2	17.5	18.6	

项目	年份									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
太 100-64										
单井日注水量 (m ³ /d)	30	30	30	35	35	40	40	45	45	45
注水压力 (MPa)	10.3	10.5	10.5	11.8	11.8	12.0	12.0	12.2	12.2	12.2
太 109-60										
单井日注水量 (m ³ /d)	30	30	30	30	40	40	40	40	40	40
注水压力 (MPa)	9.3	9.5	10.0	10.0	10.5	10.5	11.0	11.0	11.5	11.5
太 232										
单井日注水量 (m ³ /d)	30	30	30	20	20	20	20	20	30	30
注水压力 (MPa)	13.0	13.0	13.0	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	14.0	14.0
葡 78-65										
单井日注水量 (m ³ /d)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
注水压力 (MPa)	11.1	11.1	11.2	11.2	11.5	11.6	11.7	11.7	11.6	11.6
葡 65-64										
单井日注水量 (m ³ /d)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
注水压力 (MPa)	10.1	10.5	11.5	11.5	12.5	12.5	12.2	12.0	11.6	11.6
葡 79-更 52										
单井日注水量 (m ³ /d)	50	50	50	50	50	60	60	60	50	50
注水压力 (MPa)	10.9	11.1	11.3	11.3	11.3	11.6	11.6	11.6	11.4	11.4
葡 83-更 53										
单井日注水量 (m ³ /d)	60	60	60	60	60	70	70	70	60	60
注水压力 (MPa)	10.5	10.8	11.0	11.2	11.3	11.5	11.5	11.5	11.4	11.3
葡 90-更 46										
单井日注水量 (m ³ /d)	55	55	55	55	55	65	65	65	55	55
注水压力 (MPa)	10.2	10.5	10.8	11.1	11.4	11.7	11.9	11.9	11.7	11.7
葡 86-2 更 82										
单井日注水量 (m ³ /d)	50	50	50	50	50	60	60	60	50	50
注水压力 (MPa)	9.5	9.8	10.1	11.1	11.1	11.3	11.5	11.5	11.4	11.3
葡 87-更 81										
单井日注水量 (m ³ /d)	50	50	50	50	50	60	60	60	50	50
注水压力 (MPa)	9.0	9.3	9.6	10.6	10.6	10.8	11.0	11.0	10.9	10.8
葡 84-侧斜更 86										
单井日注水量 (m ³ /d)	40	40	40	40	40	50	50	50	40	40
注水压力 (MPa)	11.0	11.5	12.0	12.0	12.5	13.0	13.3	13.3	13.0	13.0
葡 89-更 55										
单井日注水量 (m ³ /d)	60	60	60	60	60	70	70	70	60	60

项目	年份										
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
注水压力 (MPa)	11.0	11.3	11.6	12.1	12.1	12.3	12.4	12.4	12.3	12.2	

表 3.1-5 采出原油物性表

油 (气) 田名称	密度	粘度	凝固点	含蜡	胶质	油气比
	g/cm ³	MPa·S	℃	%	%	m ³ /t
葡北油田	0.8400	10.97	25	25.36	6.8	45
葡南油田	0.8497	12.29	29	21.36	9.7	48
永乐油田	0.8615	36.7	35.5	28.7	18.2	37
太南油田	0.8579	15.1	33.6	21.2	12.05	34

表 3.1-6 产出水理化性质表

油田名称	总矿化度 mg/l	PH 值	氯离子 Cl ⁻
葡北油田	8230.2	7.9	2600.7
葡南油田	9157	8.4	3169.1
永乐油田	12508.1	8.1	4977.9
太南油田	8683.5	8.0	3296.6

3.1.3.2 采油工程方案

本工程产能基建油井7口，对7口油井进行举升工艺设计，新建抽油机为常规游梁式抽油机。拟建油井机型及配电装置统计表见表3.1-7。

表3.5-1 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机	普通抽油机	CYJY6-2.5-26HB	台	1
		CYJY10-3-37HB	台	6

3.2 现有区块情况

3.2.1 现有区块开发情况

大庆油田有限责任公司第七采油厂主要开发葡萄花油田、太南、葡北及葡南、肇212、茂801、永乐等区块，开发区域遍布大庆市大同区、肇源县等，辖区面积达1510.65km²，所辖油田动用含油面积449.77km²，动用地质储量2×10⁶t，可采储量7177.29×10⁴t。截止2021年底，第七采油厂正常生产运行油水井共计6928口（油井4612口，注水井2316口），所辖联合站6座、转油站26座、计量间190座、配水间189座。2022年原油总产能122×10⁴t/a。

本项目区域涉及第七采油厂葡南、葡北、太南、永乐4个区块，油水井分布零散。

葡南区块，属于已建区块。本次基建油水井中2（均为水井）口位于葡南地区。该区块位于大同区南部地区，开发的油层包括葡萄花油层及扶余油层。其中葡萄花油层目前已探明地质储量 $6109.16 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 188.3km^2 ；扶余油层目前已探明地质储量 $17441.84 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 434.4km^2 。葡萄花油层顶构造埋深 $1140 \sim 1240 \text{m}$ ，扶余油层顶面埋深 $1629 \sim 1788 \text{m}$ 。葡南区域自 1979 年投入开发以来，经历了基础井网、一次加密调整、非均匀二次加密调整开发阶段。截至目前，共有油水井 1337 口，其中采油井 913 口，注入井 424 口。区块内涉及联合站 3 座，转油站 8 座，含油污水处理站 3 座。全区井口累积产油 $1508.28 \times 10^4 \text{t}$ ，累积注水 $7865.65 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采出程度为 28.26%。目前开井采油井 786 口，平均单井日产液 9.0t，日产油 0.7t，综合含水 91.99%；注入井开井 342 口，平均单井日注水 27.8m^3 ，注入压力 11.7MPa。

葡北及太南区块，属于已建区块。本次基建油水井中25（油井6口、水井16口）口位于葡北及太南地区。该区块位于大同区北部地区，葡北及太南区域自 1979 年投入开发以来，经历了基础井网、一次加密调整、非均匀二次加密调整开发阶段。截至目前，共有油水井 2447 口，其中采油井 1611 口，注入井 836 口。区块内涉及转油站 14 座，含油污水处理站 5 座。截止至目前，区块内共有注入井 836 口、采油井 1611 口。全区井口累积产油 $4936.75 \times 10^4 \text{t}$ ，累积注水 $33503.42 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采出程度为 32.76%。目前开井采油井 1314 口，平均单井日产液 22.3，日产油 1.1t，综合含水 95.1%；注水井开井 713 口，平均单井日注水 47.3m^3 ，注入压力 11.3MPa。截至目前，共有油水井 2447 口，其中采油井 1611 口，注入井 836 口。区块内涉及转油站 14 座，含油污水处理站 5 座。全区井口累积产油 $4947.7347 \times 10^4 \text{t}$ ，累积注水 $33709.4347 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采出程度为 35.71%。目前开井采油井 1298 口，年产油量 $52.7215 \times 10^4 \text{t}$ 。注入井开井 719 口，年注水量 $1233.6758 \times 10^4 \text{t}$ 。注水井水源来自区块内采出液分离的含油污水；现有区块年耗电 21521.47×10^4 千瓦时，其中为中油电能 21332.49×10^4 千瓦时，国家电网 188.98×10^4 千瓦时；天然气年耗量 $2517.13 \times 10^4 \text{m}^3$ ，建有通井路 1563 条，全长 475.224km ；建有输油管道 1981 条，全长 1313.043km ；建有污水、注水管道 1063 条，全长 978.918km 。

永乐区块，属于已建区块。本次基建油水井中2（油井1口、水井1口）口位于永乐地区。该区块位于肇源县中部地区，开发的油层包括葡萄花油层及扶余油层。其中葡萄花油层目前已探明地质储量 $6109.16 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 188.3km^2 ；扶余油层目前已探明地质储量 $17441.84 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 434.4km^2 。葡萄花油层顶构造埋深 $1140 \sim 1240 \text{m}$ ，扶余油层顶面埋深 $1629 \sim 1788 \text{m}$ 。永乐及头台区块自 1992 年投入开发以来，经历了基础井网

及加密调整阶段。截至目前，共有油水井895口，其中采油井552口，注入井343口。区块内涉及转油站2座，含油污水处理站1座。全区井口累积产油 $253.24 \times 10^4 \text{t}$ ，累积注水 $1977.12 \times 10^4 \text{m}^3$ ，永乐区块产能建设钻井工程采出程度为10.35%。目前开井采油井439口，年产油量 $72 \times 10^4 \text{t}$ 。注入井开井299口，年注水量 $130 \times 10^4 \text{t}$ 。注水井水源来自区块内采出液分离的含油污水；现有区块年耗电 3100×10^4 千瓦时，供电来源为中油电能；现有区块天然气年耗量 $673 \times 10^4 \text{m}^3$ ，来自天然气分公司的外引气和第七采油厂自产气；现有区块内建有通井路950条，全长1130km；建有输油管道598条，全长438.98km；建有污水、注水管道321条，全长315km。

3.2.2 现有区块环保验收情况

本项目现有区块的环评及验收情况见表3.2-1。

表3.2-1 区块内现有工程环评及验收情况表

序号	区块内现有工程项目名称		环评批复	验收情况
1	葡南区块	葡南四、六、七断块加密产能建设工程	庆环审[2015]360号	2019年10月08日完成自主验收
2	太南区块	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环审(2013)250号	于2019年10月完成自主验收
		葡北及太南区块产能建设钻井工程环境影响报告书	庆环审(2022)49号	未进行建设
3	葡北区块	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字(2012)196号，2012年11月13日	庆环验(2014)33号，2014年8月8日
		葡北油田三、四断块葡67-64、70-52井区深部调驱产能建设地面工程环境影响报告表	庆环审(2019)109号，2019年6月12日	完成自主验收，2021年3月9日
4	永乐油田	《大庆油田有限责任公司第七采油厂永乐油田肇212区块加密井产能建设工程》	庆环审[2010]282号	2017年11月完成自主验收

3.2.3 现有区块开发环保措施和效果回顾调查

通过对本项目区块现场调查、现状监测以可知：

(1) 废气污染防治措施调查结论

本项目区域涉及第七采油厂葡南、葡北、太南、永乐4个油田，油水井分布零散。现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，葡南区块目前产油约 $22.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 、葡北及太

南区块目前产油约 $50.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 、永乐区块目前产油约 $72 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 2050t/a 。

油田生产采用管道密闭集输工艺，井口全部密闭，设备阀门进行密封、防腐处理，确保了特征污染物非甲烷总烃挥发量将至最低；定期对设备和管道进行检查和维护，依托场站采用了清洁能源（天然气）作为燃料。井场、场站无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中表2无组织排放限值要求；区块内葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北15#转油站、台肇联转油站、敖联脱水站、葡一联脱水站、葡二联脱水站加热炉均使用油田伴生气作燃料，排放的废气污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准。项目的大气污染防治措施合理。

（2）废水污染防治措施调查结论

根据本项目监测报告（大庆中环环境检测评价有限公司，2023年2月9日—2023年2月16日），葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站处理后水质含油量分别为 $3.25 \text{mg}/\sim 4.24 \text{mg/L}$ 、 $3.09 \text{mg}/\sim 4.13 \text{mg/L}$ ；悬浮固体含量分别为 $1 \text{mg}/\sim 2 \text{mg/L}$ 、 $1 \text{mg}/\sim 2 \text{mg/L}$ ，均可以满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的标准要求。水污染防治措施合理。

（3）噪声污染防治措施调查结论

在开发建设过程中，尽可能地选用了低噪声设备，并对噪声较大的设备统一布置在室内，并加装了隔声门窗，对设备进行维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，噪声对外界影响较小。根据本项目监测报告（大庆中环环境检测评价有限公司，2023年2月9日—2023年2月16日）中监测数据葡北9#转油站、葡北10#转油站、葡萄花含油污泥处理站和葡二联合站、区域内已建区域已建葡71-692井场厂界噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，落实了环评及批复中的噪声污染防治措施，对区域声环境影响不大。

（4）固体废物污染防治措施调查结论

区块开发产生的固体废物落地油和油泥油砂等。生产过程中生产的油泥、油砂统一送葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路，固体废物的污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。

(5) 生态影响调查结论

本项目按照相关要求采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本项目除了占地影响生物量外，对生态的影响较小。

根据现场调查，项目区块内井场和场站进行了规范化管理，井场和场站运行过程中挥发的非甲烷总烃、采油废水、设备噪声和含油污泥等固体废物均按要求得到了合理处置，满足达标排放要求，井场及管线、道路沿线周边占地生态恢复良好，区块内已采取的各项环保措施有效，油田的开发对区域环境和生态系统没有造成明显影响。

3.2.4 现有区块环境问题

根据调查可知，现有区块内最近3年无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

区块内转油站加热炉能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉排放浓度限值要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前依托站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，依托场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。通过实测，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。油田产生的含油污水经葡一联合含油污水处理站、葡二联合含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

目前，第七采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的相关污染物。许可证编号为91230607716675409L018R。

为保护区域生态环境，第七采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对

临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，第七采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

原有工程严格实施HSE环境管理体系，第七采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为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。

环境风险相关措施：经调查，第七采油厂太南油田区块未发生过环境风险事故。第七采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第七采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议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。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。





图3.1-1 油田区块现有井场周边生态恢复情况

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程能力核实

本次产能依托场站详见表3.3-1。

表3.3-1 本项目依托工程场站信息

序号	分类	数量（座）	名称
1	转油站	2	葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北15#转油站、台肇联合站
2	脱水站	3	葡一联脱水站、葡二联脱水站、敖包塔联脱水站
3	污水处理站	3	葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站
4	含油污泥处理站	1	葡萄花含油污泥处理站
5	工业固废填埋场	1	第七采油厂工业固废填埋场

3.3.1.1 原油集输系统

1、葡北8#转油站

葡北8号转油站于2008年10月改造，采用“三合一”处理工艺，含水油输至葡一联合站。目前该站辖集油间8座、油井153口。葡北8号转油站目前正常运行。该站现有加热装置3台，其中2.4 MW掺水炉2台、2.0MW掺水炉1台。该站设计三相分离器处理能力为8600t/d，目前实际量4723t/d，负荷率54.9%，接收本次工程后，新增处理量30t/d，接入后处理量为4753t/d，负荷率为55.3%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-1。

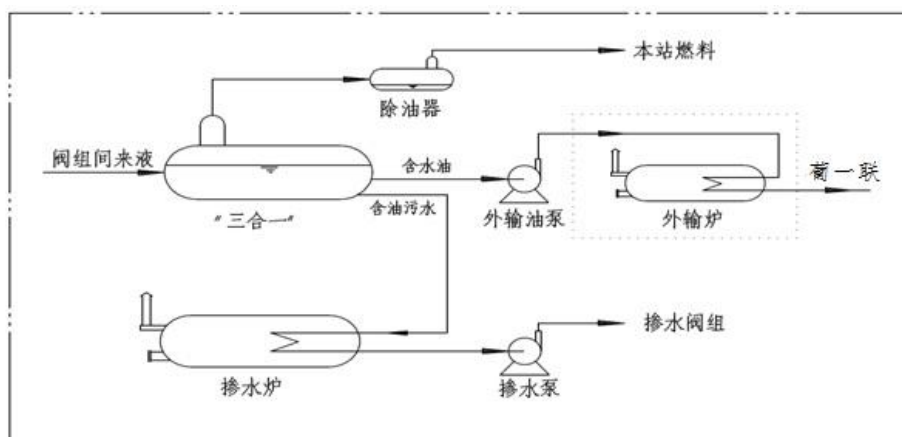


图3.3-1 转油站工艺流程图

2、葡北10#转油站

葡北10#转油站建于1980年，目前辖油井177口，计量间7座。该站现有加热装置4台，其中2台2.5MW掺水热洗炉、1台1.5MW采暖炉、1台3MW加热炉，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为7100t/d，实际处理能力为6394t/d，负荷率为90.1%，本项目实施后来液11.6t/d，接入后处理量为6405.6t/d，负荷率为90.2%，可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-2。

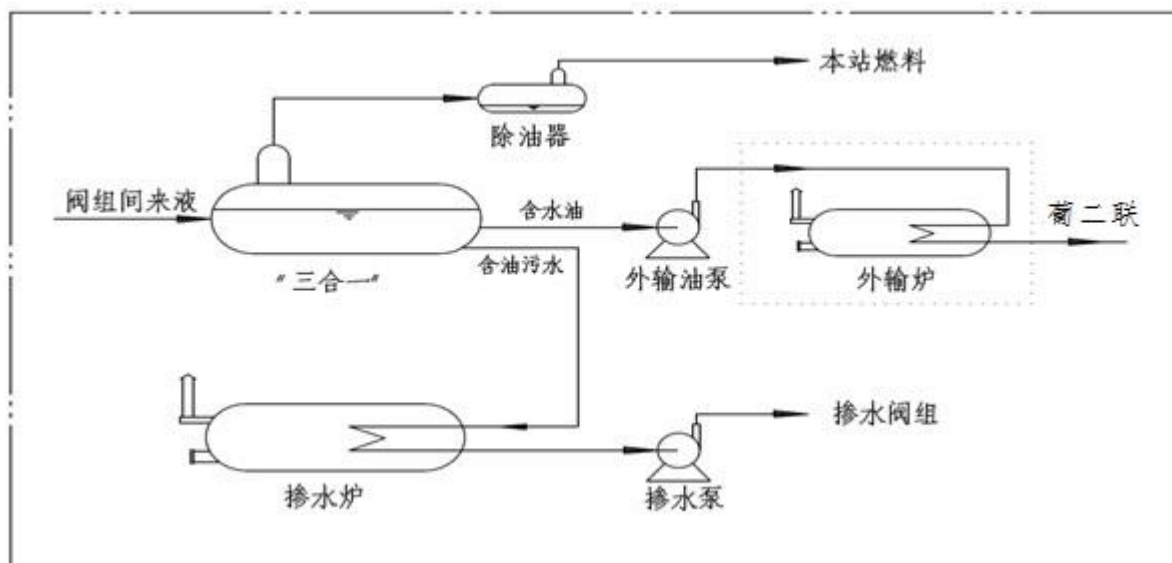


图3.3-3 转油站工艺流程图

3、葡北 15#转油站

葡北 15 号转油站目前管辖油井 119 口，集油阀组间 7 座。含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为13500t/d，实际处理量为 6394t/d，负荷率为 47.4%，本项目实施后来液 28t/d，接入后处理量为 6422t/d，负荷率为 47.6%，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图

3.3-3。

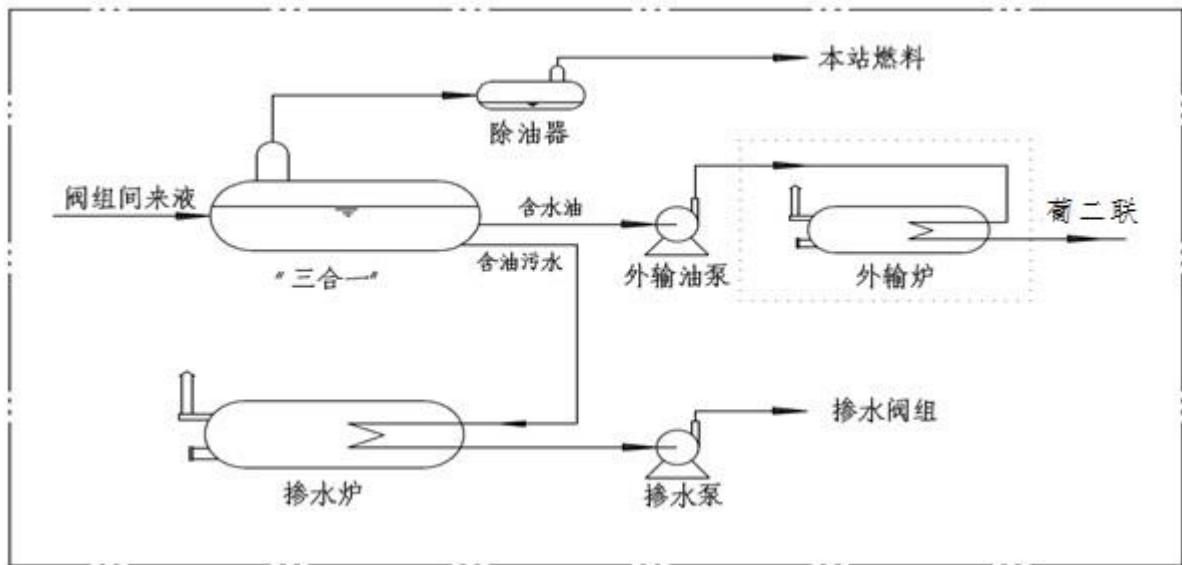


图3.3-3 转油站工艺流程图

4、台肇联转油站

台肇联转油站目前管辖油井 273 口，集油阀组间 13 座。含水油经升压泵输至敖包塔联脱水站进行脱水处理。站内采用“分离、缓冲、加热、沉降、电脱水”五合一装置（电脱水已不运行），五合一设计处理能力为 5300t/d，负荷率为 65.0%，本项目实施后 1 口油井产液进入该站，本项目产液进入后负荷率为 65.0%，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图 3.3-4。

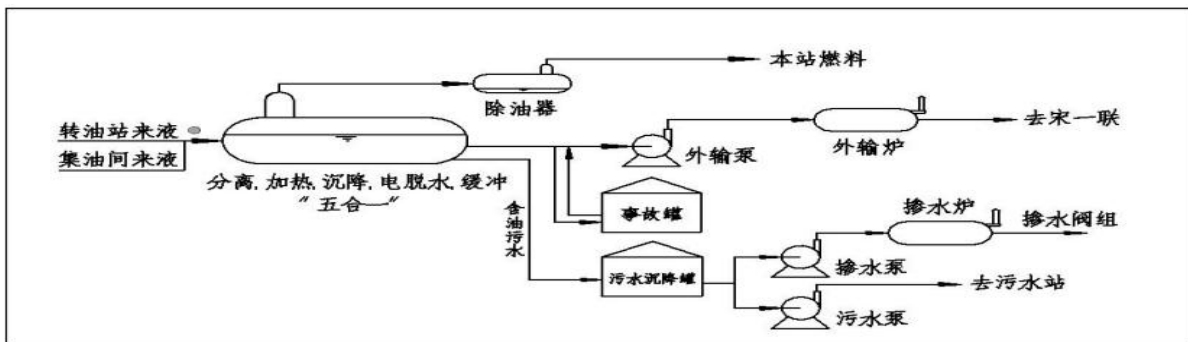


图3.3-4 转油站工艺流程图

5、葡一联脱水站

葡一联脱水站于 1988 年 12 月建成投产，担负着第一油矿 5 座转油站含水原油的脱水任务；同时该站也是采油七厂净化油总外输口，负责将本站及葡二联、葡三联的净化油输送至南垣油气处理厂处理。该站原为两段电脱水工艺，自 2002 年起陆续新建了 3 台高效三相分离热化学脱水装置，目前，站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺，电脱水器已做二次沉降罐放水。站内工艺流程见图 3.3-5。

葡一联脱水站设计处理能力 16000t/d，实际处理能力为 13235t/d，负荷率为 82.7%，葡一联脱水站承接葡北 8 转油站来液，新增处理量约 30t/d，接入后处理量为 13265t/d，负荷率为 82.9%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。

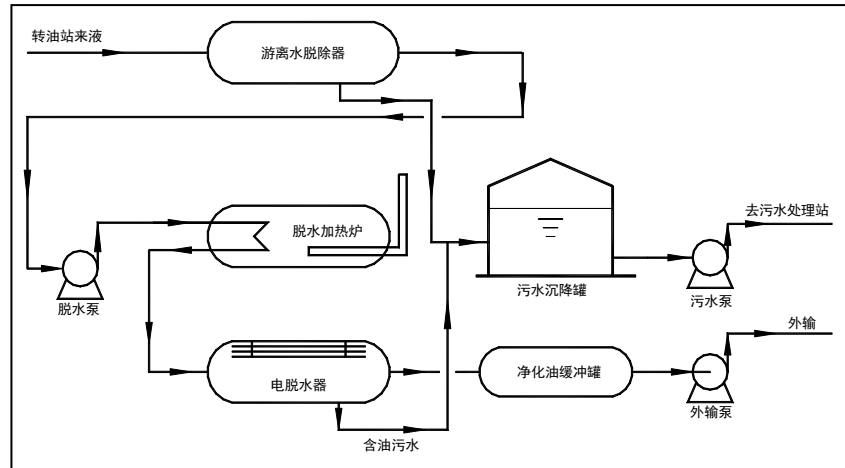


图3.3-5 脱水站工艺流程图

6、葡二联脱水站

葡二联合站始建于 1980 年 4 月，经过多次扩改建，相继建成脱水转油、地下水深度处理、注水、含油污水处理、变电等部分。目前该脱水站接收葡北 9 座转油站的来液、来气。含水油在脱水站经电脱水器进行脱水处理，处理后的净化油外输至葡一联，含油污水输至含油污水深度处理站处理后回注，所产伴生气用于自耗或外输。站内工艺流程见图 3.3-6。

葡二联脱水站设计处理能力 30000t/d，实际处理能力为 22350t/d，负荷率为 74.5%，葡二联脱水站承接葡北 10 转油站、葡北 15 转油站来液，新增处理量约 39.6t/d，接入后处理量为 22389.6t/d，负荷率为 74.6%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。

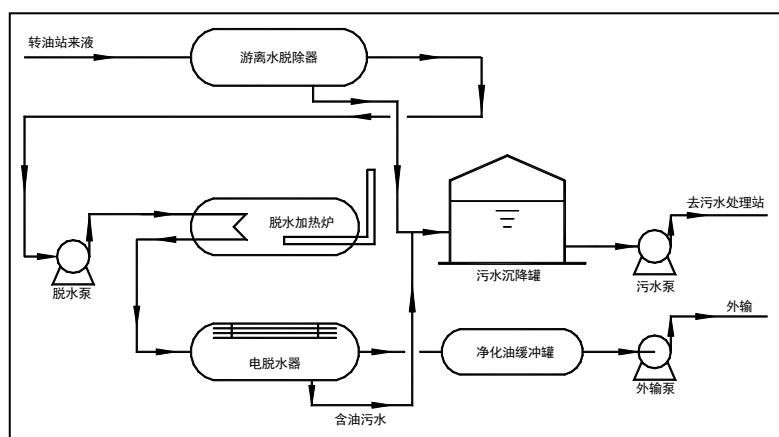


图3.3-6 脱水站工艺流程图

7、敖包塔联合站

敖包塔联合站始建于 1995 年，于 2002 年、2003 年、2004 年及 2006 年进行过改造，

2006年扩改建时新建脱水站1座，目前该脱水站接收本站、敖9、葡361转油站来液（含第七作业区）、敖256转油站的来液、来气及敖南转油站来液（采油九厂）。含水油在脱水站经化学工艺进行脱水处理，处理后的净化油外输至葡三联，含油污水输至葡三联含油污水深度处理站处理后回注。站内工艺流程见图3.3-7。

敖包塔联脱水站设计处理能力8000t/d，实际处理能力为4174t/d，负荷率为52.17%，敖包塔联脱水站承接台肇联转油站来液，新增处理量约1.2t/d，接入后处理量为4175.2t/d，负荷率为52.19%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。

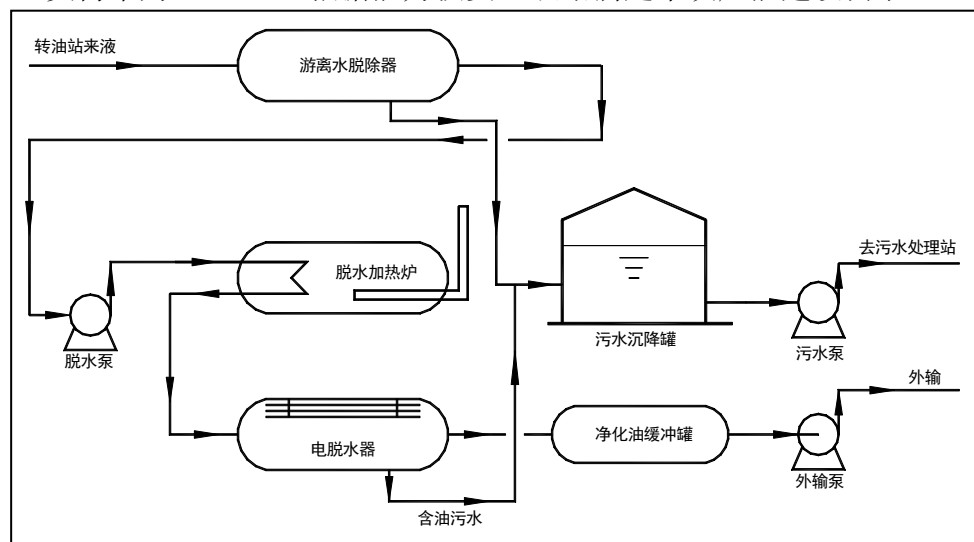


图3.3-6 脱水站工艺流程图

3.3.1.2 注水系统

1、葡北地区

葡北地区本次13口注水井分散位于3座注水站外网范围内，其中葡一联注水站（3口注水井：葡86-2更82、葡87-更81、葡84-侧斜更86）、葡I-1注水站（4口注水井：葡79-更52、葡83-更53、葡90-更46、葡89-更55）、葡二联注水站（6口注水井：葡64-更94、葡76-更73、葡80-更68、葡65-更83、葡65-64、葡78-65），区域内有已建供、注水系统可依托。规划由以上3座注水站为本次新井供高压水，水源为葡一联、葡二联含油污水处理站输来处理后含油污水，水质满足“10、5、2”标准，注水站设计注水压力16MPa，可以满足本次新井注水需求，注水站注水能力预测见表3.3-2，由于葡北地区注水站外网呈环形，系统连通性较好，因此统一对整个葡北地区注水站能力进行核实。

表3.3-2 葡北地区未来10年新老井注水量及注水站负荷率预测表 单位：m³/d

日期	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井	38396	38244	38171	38147	38332	38523	38269	38205	38105	38008
本次新井	840	852	876	864	864	960	948	936	852	834
高1712井区	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
2022年更新井	429	448	512	512	553	552	573	563	546	530

总计	39701	39580	39595	39559	39785	40071	39826	39740	39539	39408
葡北注水处理能力	44650	44650	44650	44650	44650	44650	44650	44650	44650	44650
葡北注水整体负荷率	88.9%	88.6%	88.7%	88.6%	89.1%	89.7%	89.2%	89.0%	88.6%	88.3%

通过上表可知，新井汇入后葡北地区注水能力可以满足需求，不需要扩建。

2、葡南地区

葡南地区本次2口注水井分散位于葡三联注水站外网范围内，区域内有已建供、注水系统可依托。规划由葡三联注水站为本次新井供高压水，注水站水源为葡三联含油污水处理站输来处理后含油污水，水质满足“10、5、2”标准，注水站设计压力16MPa，可以满足本次新井注水压力需求。注水站能力预测见表3.3-3，鉴于葡南地区注水站外网呈环形，系统连通性较好，因此统一对整个葡南地区注水能力进行核实。

表3.3-3 葡三、葡四联注水站所辖新老井注水量预测表 单位：m³/d

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井	13256	13519	13769	14023	14361	14661	14936	15237	15476	15715
2023年更新井	90	90	90	96	96	108	108	108	108	114
葡47中部	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684
葡47南部	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504
2022年更新井	126	126	132	132	138	138	138	144	150	156
总计	14660	14923	15179	15439	15783	16095	16370	16677	16922	17173
葡南注水处理能力	13440	13440	13440	13440	13440	13440	13440	13440	13440	13440
葡南注水整体负荷率	109.1%	111.0%	112.9%	114.9%	117.4%	119.8%	121.8%	124.1%	125.9%	127.8%

通过上表可知，新井汇入后葡南地区注水能力可以满足需求，不需要扩建。

3、太南地区

太南地区本次3口注水井分散位于太南2#注水站外网范围内，区域内有已建供、注水系统可依托。规划由太南2#注水站为本次新井供高压水，注水站水源为葡二联深度污水处理站处理后污水与太南2号水质站处理后清水，水质满足“10、5、2”标准，注水站设计压力16MPa，可以满足本次新井注水压力需求。注水站能力预测见表3.3-4。

表3.3-4 太南地区注水站新老井注水量预测表 单位：m³/d

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井	4551	4559	4580	4588	4693	4714	4734	4743	4763	4771
2023年更新井	108	108	108	102	114	120	120	126	138	138
葡4348区块	288	265	269	279	297	320	348	387	445	500
434区块	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
总计	5091	5076	5101	5113	5248	5298	5346	5400	5490	5553
太南2#注水处理能力	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
注水负荷率	84.9%	84.6%	85.0%	85.2%	87.5%	88.3%	89.1%	90.0%	91.5%	92.6%

根据预测新井汇入后，太南2#注水站注水能力可以满足需求，不需要扩建。

4、台肇地区

台肇地区采用分散注水工艺，注水水源为台肇联合站外输“8、3、2”水质低压清水，规划1口注水井就近接入已建的台肇1#2注配间，注配间设计压力均为25MPa，可以满足新井压力需求。

由于台肇地区注水井为周期注水，每月开井数不同，故注配间注水能力核实按12月中注水量最多月份核实最大需求注水量。新井汇入后，注配间新老井1~12月水量预测见表3.3-5。

表3.3-5 台肇地区注配间新老井1~12月注水量预测表 单位：m³/d

间名	井号	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
台肇1#2 注配间	老井配注	290	290	290	225	225	295	340	255	255	300	270	270
	新井配注	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	总计	332	332	332	267	267	337	382	297	297	342	312	312
	设计能力	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523
	负荷率	63.5%	63.5%	63.5%	51.1%	51.1%	64.4%	73.0%	56.8%	56.8%	65.4%	59.7%	59.7%

由预测可知，新井汇入后台肇1#2注配间注水能力可以满足需求，无需扩建。

3.3.1.3 含油污水处理站

(1) 葡一联合含油污水处理站

本项目产生的含油污水依托葡一联合含油污水处理站处理，该站隶属于葡一联合站，占地面积26400m²，处理后含油污水供葡1-1注水站、葡一联注水站注水。1997年11月建成投产，2004年10月扩建改造。老站处理工艺为两级沉降+两级过滤，扩建站处理工艺为一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐，最终设计处理能力15000m³/d，目前处理量为13000m³/d，接收本次产能最大污水量28.5m³/d，负荷率为86.8%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

(2) 葡二联合含油污水处理站

该站建于1997年，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为2×10⁴m³/d，实际处理量为18000m³/d，当前负荷90.0%，接入本项目最大污水量32.9m³/d，负荷率为90.2%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

(2) 葡三联含油污水处理站

该站建于1995年，于2009年扩建，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过

滤”污水处理工艺，设计能力为 $0.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $4255 \text{m}^3/\text{d}$ ，当前负荷85.1%，接收本次产能最大污水量 $0.2 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为85.1%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”标准后回注油层。污水处理站工艺流程见图3.3-7。

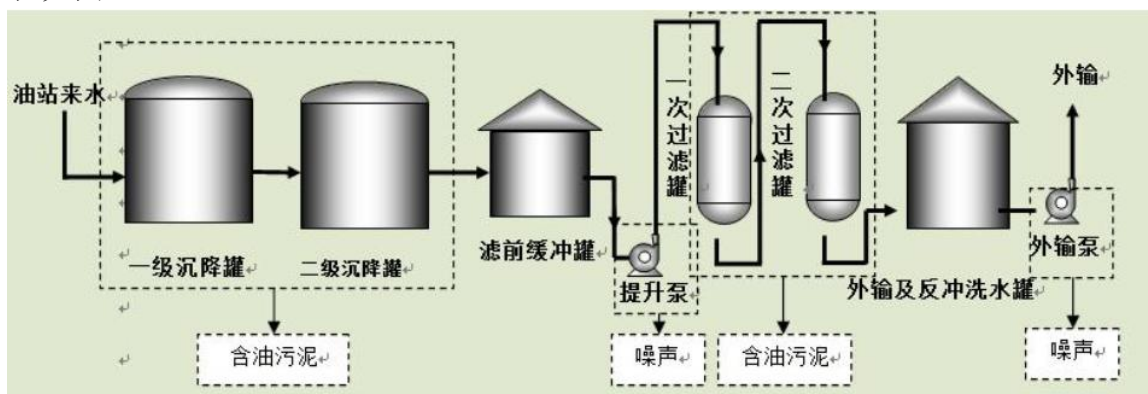


图3.3-7 污水处理站工艺流程图

3.3.1.4 含油污泥处理

1、葡萄花含油污泥处理站

葡萄花含油污泥处理站于2012年建设，环评文件通过大庆市环境保护局审批（庆环建字〔2012〕196号），2014年通过竣工环境保护设施验收庆环验字〔2014〕第33号。本工程产生的含油污泥送第七采油厂葡萄花油田含油污泥回收处理站进行处理，该站于2013年10月建成，采用了含油污泥调质-离心处理技术工艺，设计规模为 $5 \text{m}^3/\text{h}$ （年运行150天，每天24小时，年最大处理量 18000m^3 ），目前实际处理量为 $12600 \text{m}^3/\text{a}$ ，剩余处理量为 $5400 \text{m}^3/\text{a}$ ，本工程污泥处理量为 $0.345 \text{t}/\text{a}$ ，处理能力满足需求。含油污泥经葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。污泥站处理工艺见图3.3-8。

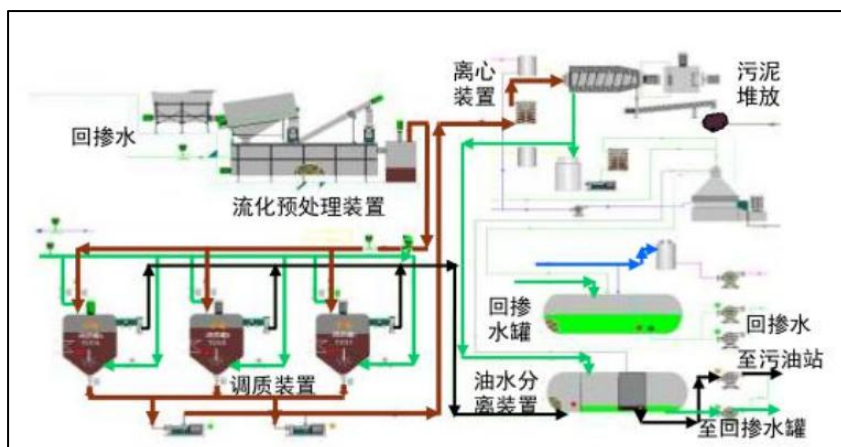


图3.3-8 葡萄花含油污泥处理站工艺流程图

2、大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站

大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站位于黑龙江省大庆市第七采油厂第二油矿九号站油污泥存放点，场地租用大庆油田第七采油厂葡萄花含油污泥处理站一座5000m³含油污泥储池及周边场地。该项目设有7t/h含油污泥处理装置2套（一用一备，不同时启用），设计处理规模为40000t/a。该装置采用密闭旋转蒸馏工艺处理含油污泥，目前该含油污泥处理装置实际处理量为20000t/a，负荷率为50%，剩余处理量为20000t/a。本项目及同期项目油泥最大产生量约为0.345t/a，经第七采油厂葡萄花含油污水处理站处理后进入该装置后，该装置负荷率为50.003%，因此，大庆油田水务工程技术有限公司七厂含油污泥处理装置剩余处理能力满足本项目及同期建设项目含油污泥处理需求，依托可行。

3.3.1.5 工业固废填埋场

第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北9km一处盐碱地内，于2013年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12号），总容量为14000m³，设计年处理能力为581.2m³，目前填埋总量约为9100m³，剩余填埋量约为4900m³，本项目进入一般工业固废填埋场的填埋量约1.2t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。

3.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托场站环保手续详见表3.3-3。

表3.3-3 本项目依托场站环保验收手续

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
1	葡一联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	庆环审（2015）256号	2019年10月19日通过自主验收
2	葡北8#转油站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字（2019）1号	2019年12月16日通过自主验收
3	葡二联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工	同环建字	2019年12月16日

		程	(2019) 1号	通过自主验收
4	葡北10#转	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019) 1号	2019年12月16日通过自主验收
5	葡三联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019) 1号	2019年12月16日通过自主验收
6	葡北15#转	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019) 1号	2019年12月16日通过自主验收
7	敖包塔联脱水站	敖包塔油田加密区块2015年产能建设工程环境影响报告书	庆环审(2015) 162号	2019年10月8日通过自主验收
8	台肇联合站	采油七厂加热炉隐患治理工程	源环审(2021) 8号	正在组织验收
9	太南2#注水站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环审(2013) 250号	2019年10月完成了自主验收
10	大庆油田有限责任公司第七采油厂葡萄花含油污泥处理站	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能工程	庆环建字[2012]31号	已通过验收
11	第七采油厂工业固废填埋场	工业固废处置工程	庆环建字(2009) 23号	庆环验(2013) 12号

3.3.3 依托工程污染物排放情况

建设项目涉及场站包括葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北15#转油站、台肇联转油站、敖联脱水站、葡一联脱水站、葡二联脱水站、葡萄花含油污泥处理站，现有工程产生的污染物主要为加热炉燃烧烟气、无组织排放的非甲烷总烃、采油废水、含油污泥、生活污水和生活垃圾等。

3.3.3.1 废气

(1) 加热炉烟气

依托工程废气主要为场站内加热炉产生的燃烧烟气。本项目依托葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北15#转油站、台肇联转油站、敖联脱水站、葡一联脱水站、葡二联脱水站加热装置。

根据本项目监测数据（大庆中环评价检测有限公司，监测时间2023年1月9日-16日），根据污染物折算值监测结果，葡北8#转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为10.8mg/m³，NO_x为77mg/m³，SO₂为13mg/m³；葡北10#转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为9.5mg/m³，NO_x为67mg/m³，SO₂为14mg/m³；葡北15#转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为11.9mg/m³，NO_x为79mg/m³，SO₂为15mg/m³；台肇联转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为9.8mg/m³，NO_x为80mg/m³，SO₂为14mg/m³；敖联脱水站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗

颗粒物为 9.0mg/m³，NO_x 为 68mg/m³，SO₂ 为 13mg/m³；葡一联脱水站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 8.4mg/m³，NO_x 为 76mg/m³，SO₂ 为 14mg/m³；葡二联脱水站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 11.8mg/m³，NO_x 为 78mg/m³，SO₂ 为 16mg/m³，均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉的标准要求。依托场站加热炉烟气排放情况见下表。

表 3.3-4 现有工程加热炉大气污染物排放情况

名称	烟囱高度m	烟囱出口内径m	燃气量 ×10 ⁴ m ³ /a	烟气体积 ×10 ⁴ m ³ /a	排放规律	污染物排放情况 (t/a)		
						颗粒物	SO ₂	NO _x
葡北8#转油站	10	0.4	145	1972	连续	0.213	0.256	1.53
葡北10#转油站	8	0.4	222.3	3023.2	连续	0.287	0.423	2.02
葡北15#转油站	15	0.5	155	1751.3	连续	0.208	0.263	1.38
台肇联转油站	8	0.45	173.3	2356.8	连续	0.231	0.330	1.88
敖联脱水站	15	0.4	205	2316.5	连续	0.362	0.523	2.74
葡一联脱水站	15	0.4	356	4022.8	连续	0.338	0.563	3.06
葡二联脱水站	8	0.4	386	4361.8	连续	0.515	0.698	3.40

(2) 油气集输过程中挥发烃类气体

油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、集油间、转油站、联合站、集输系统等。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油，依托场站为油田开发的中间环节，结合污染物排放清单进行核算，建设项目依托场站每年原油产能1449600t/a，非甲烷总烃产生量约为2050t/a。

根据本项目项目监测报告（监测时间2023年1月9日-1月10日）对台84-斜更134井场、小张屯、张云令屯等处的环境现状监测结果可知，非甲烷总烃浓度为0.41~0.80mg/m³、0.45~0.83mg/m³、0.44~0.80mg/m³，符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

根据本项目项目监测报告（监测时间2023年1月9日-1月10日），本项目依托场站厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³），具体监测结果见表3.3-5。

表 3.3-5 依托场站厂界非甲烷总烃监测数据表

序号	场站名称	监测结果 mg/m ³
1	葡北 8#转油站	0.47-0.80
2	葡北 10#转油站	0.47-0.81
3	葡北 15#转油站	0.52-0.85

4	台肇联转油站	0.49-0.81
5	敖联脱水站	0.54-0.81
6	葡一联脱水站	0.45-0.80
7	葡二联脱水站	0.51-0.81

3.3.3.2 废水

根据现场勘查，目前项目含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2023年1月日-10日葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站的监测结果可知（见附件），处理后的污水含油量分别为为3.25~4.24mg/L、3.09-4.13mg/L，悬浮固体含量为1~2mg/L、1~3mg/L，污水处理后满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

3.3.3.3 噪声

根据本项目项目监测报告（监测时间2023年1月9日-1月10日）对拟建井场及区域已建井场及依托场站进行现状监测，监测结果表明噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。监测结果见表3.3-6。

表 3.3-6 井场厂界噪声监测数据表

序号	名称	监测结果 dB (A)	
		昼间	夜间
1	葡 68-斜 672	42.8~45.5	41.6~44.3
2	区域已建葡 73-71 井场	49.3~51.7	48.1~49.5
3	葡一联注水站	46.5~50.3	43.5~45.7
4	葡二联注水站	46.3~50.1	43.2~47.8
5	葡 I -1 注水站	46.5~50.5	43.3~47.7
6	葡三联注水站	45.8~50.5	42.9~47.9
7	太南 2#注水站	46.0~49.4	43.1~46.3

3.3.3.4 固体废物

本项目依托场站区域内油井在进行作业过程中产生的含油污泥，罐车拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站进行处理。根据大庆油田有限责任公司第七采油厂对葡萄花含油污泥处理站进行的例行监测报告可知（检测时间2020年9月14日-28日），对葡萄花含油污泥处理站含油污泥处理后泥质进行取样分析，pH值为8.20、含水率为39.1%、石油类为15400mg/kg，处理后污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》

（DB23/T 3104-2022）标准，用于铺垫大庆油田有限责任公司第七采油厂井排路和通井路。

3.4 建设项目工程分析

3.4.1 主要建设内容

3.4.1.1 原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本次产能新建7口油井，均为独立井。附近建有完善的集油、转油、脱水处理系统。原油管道集输、处理系统均依托已建工程，油井采出液经计量间收集后分别进入葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北15#转油站及台肇联转油站。采出液处理分别依托葡一联脱水站、葡二联脱水站及敖包塔联脱水站。建成产能 $0.375 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 站外集油系统

本项目基建7口油井，均为单井井场，采用注水驱油、抽油机采油方式运行，6口油井采用单管环状掺水集油工艺和1口油井采用就近挂接集油工艺。4口井归葡北8#转油站、1口井归葡北10#转油站、1口井归葡北15#转油站、1口井归台肇联转油站，新建单井集油掺水管线共7.02km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-0.08 \text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.94 \text{km}$ 。集油工艺流程见图3.4-1、3.4-2。本工程井站关系见表3.4-1。

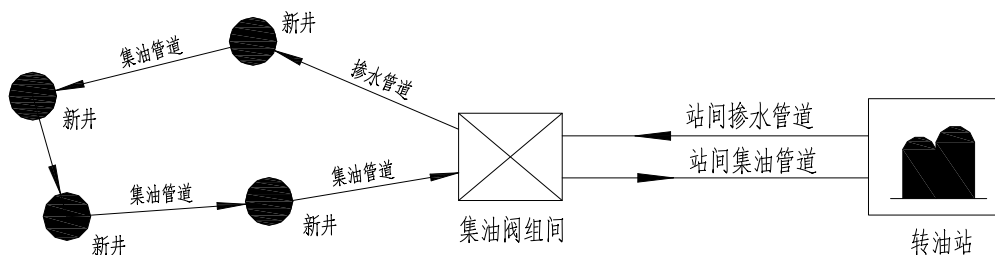


图3.4-1 单管环状掺水集油工艺示意图

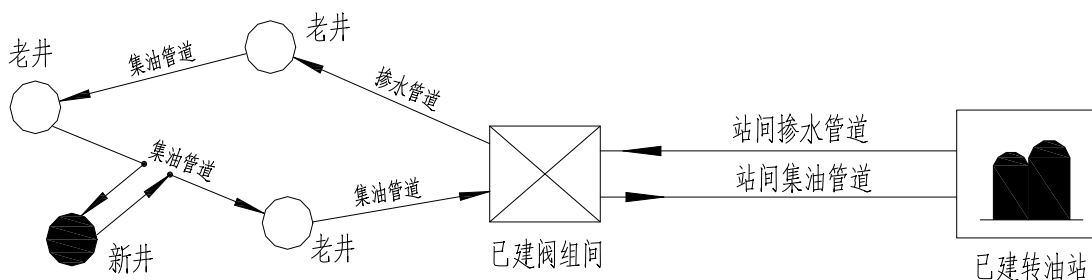


图3.4-2 单管环状掺水集油工艺示意图

表 3.4-1 井站关系统计表

序号	油井	所属计量间	所属转油站	依托脱水站
1	葡86-更832	葡北803	葡北8#转油站	葡一联脱水站
2	葡65-斜672	葡北10#2	葡北10#转油站	葡二联脱水站

3	葡71-斜更652	葡北10#3	葡北10#转油站	葡二联脱水站
4	葡66-斜672	葡北10#3	葡北10#转油站	葡二联脱水站
5	葡68-斜672	葡北10#4	葡北10#转油站	葡二联脱水站
6	葡652-斜更p83	葡北139	葡北15#转油站	葡二联脱水站
7	台84-斜更134	台肇14	台肇联转油站	敖包塔联脱水站

3.4.1.2注水工程

本次产能共新建注水井19口，其中14口更新井，5口转注井。从注水井分布位置来看，注水井零散分布在葡北、葡南、太南、永乐4个地区。新建配水阀组3套（葡北7#6配水间、太南4#1配水间、太南4#2配水间），新建注水井单井支线共12.57km，其中 $\Phi 60 \times 5$ -12.29km、 $\Phi 48 \times 6$ -0.23km、 $\Phi 48 \times 4.5$ -0.05km。

葡北地区本次新建注水井13口，其中，更新井11口，转注井2口，分散位于3座注水站外网范围内；葡南地区本次新建注水井2口，均为更新井，分散位于葡三联注水站外网范围内，太南地区本次3口注水井分散位于太南2#注水站外网范围内太南地区本次新建注水井3口，均为转注井，永乐油田位于台肇地区，本次新建注水井1口，为更新井，1口注水井就近接入已建的台肇1#2注配间。

表 3.4-2 井间关系统计表

序号	井号	注水站	配水间	区块
1	葡64-更94	葡二联注水站	葡北13#4	葡北
2	葡76-更73	葡二联注水站	葡北9#3	
3	葡80-更68	葡二联注水站	葡北9#2	
4	葡65-更83	葡二联注水站	葡北14#7	
5	葡65-64	葡二联注水站	葡北10#2	
6	葡78-65	葡二联注水站	葡北9#1	
7	葡86-2更82	葡一联注水站	葡北新8#2	
8	葡87-更81	葡一联注水站	葡北8#2	
9	葡84-侧斜更86	葡一联注水站	葡北802	
10	葡89-更55	葡 I -1注水站	葡北7#4	
11	葡79-更52	葡 I -1注水站	葡北7#6	
12	葡83-更53	葡 I -1注水站	葡北7#2	
13	葡90-更46	葡 I -1注水站	葡北7#4	
14	葡188-斜更162	葡三联注水站	葡南7#5集油间5平台注水支干线	葡南
15	葡174-更134	葡三联注水站	葡南6#7	
16	太100-64	太南2#注水站	太南2#5配水间	太南
17	太109-60	太南2#注水站	太南4#1配水间	
18	太232	太南2#注水站	太南4#2配水间	

序号	井号	注水站	配水间	区块
19	永166-更60	台肇1#2注配间		永乐

3.4.1.3 道路工程

产能新建井可直接挂接于附近现有油田道路。经统计，为耕地井新建3.5m宽的通井土路1.05km，为低洼井新建4m宽的通井土路0.66km，水泡井通井路0.11km。道路工主要工程内容表见表3.4-3。

表3.4-3 道路工主要工程内容表

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	耕地井通井路	1.05	3.5	--	土路
2	低洼井通井路	0.66	4.0	--	土路
3	水泡子井通井路	0.11	6.0	3.5	砂石(护坡)
4	水泡子水井井场(座)	2座			20m×30m(护坡)

3.4.1.4 供电工程

新建油井就近由已建6kV供电线路引接电源，供电线路剩余供电能力能够满足新增负荷的要求。本工程建设油井7口，每座井场采用1座柱上变电站供电，共设计7座。其中新建柱上变电站6座，利旧安装1座。5口转注井转注井中只有1口井葡78-65目前的供电变压器(50kVA)仅为此井供电，可利旧使用。本次建设油井全部为380VAC供电，供配电工程主要工程量见表3.4-4。

表3.4-4 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	新建柱上变电站	座	6	
2	拆除柱上变电站	座	1	葡78-65变压器拆除
3	安装柱上变电站	座	1	
4	接地模块 $R \leq 10 \Omega$ (复合接地体)	套	32	7口油井+18口水井+7处电杆(1口水井是平台井, 接地利旧)
5	接地模块 $R \leq 4 \Omega$ (复合接地体)	套	7	7台变压器

3.4.2 工程占地及土石方情况

3.4.2.1 工程占地

本项目占地主要为新建管线及道路建设占地。井场占地已经在钻井工程中计算过了，本次评价不再进行重复计算。建设项目工程占地主要集中在道路及管道建设期间发生的永久占地和临时占地，其中永久占地包括道路占地，临时占地包括管线施工时占用的临时占地。管线临时占地宽度为10m。具体占地情况见表3.4-5。

表 3.4-5 建设项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

建设内容	临时占地				永久占地			
	一般耕地	基本农田	草地	水面	一般耕地	基本农田	草地	水面
集油掺水管道	2.11	0.72	4.197	--	--	--	--	--
注水管道	8.64	0.23	3.02	0.68	--	--	--	--
通井路	--	--	--	--	0.3185	0.049	0.264	0.066
小计	10.75	0.95	7.217	0.68	0.3185	0.049	0.264	0.066
合计	19.597				0.6975			
总计	20.2945							

3.4.2.2 土石方工程

道路填筑高度0.3m；新建管线管沟宽度约为2m，管沟深度为2m。建设项目不设取弃土场，施工用土全部由施工单位外购。建设项目土石方情况见表3.4-6。

表 3.4-6 建设项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	外购方量	弃方量
1	道路	0	2092.5	2092.5	0
2	管道	78388	78388	0	0
3	井场	0	282	282	0
合计		78388	80726.5	2374.5	0

3.4.3 公用工程

3.4.3.1 给、排水工程

本项目施工期用水主要为施工生活用水和管线试压用水。生活用水采用桶装水，项目施工时间为 60 天，施工人数为 40 人，参照黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T 727-2021）中农村居民生活用水量，本工程施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 192m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 153.6m³。施工人员的生活污水排入施工现场附近计量间防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

本项目管线试压用水由水罐车运送，管线敷设完成后进行试压，本项目新建Φ76×4.5-0.08km、Φ60×3.5-6.94km、Φ60×5-12.29km、Φ48×6-0.23km、Φ48×4.5-0.05km，

根据本项目拟建管线的规格和长度，试压用水量=π×管道内径²×管道长度管线。经计算试压水用水量为 42.52t，试压废水产生量为用水量的 95%，试压废水量为 40.4t。试

压废水由罐车收集拉运至葡一联合油污水处理站、葡二联合油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后回注油层。

3.4.3.2 供电工程

本项目施工现场供电由自备柴油发电机组供给，运营期井场用电引自油田电网。

3.4.3.3 采暖工程

本工程施工期不设施工营地，不需要供暖。

3.4.4 工艺流程和产污环节

3.4.4.1 施工期工艺流程和产污环节分析

1、管道施工

(1) 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.4-3。

一般地段作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度按 1:1 计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用空气进行试压。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油田集输管道施工及验收规范》(SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图 3.4-4，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.4-5。

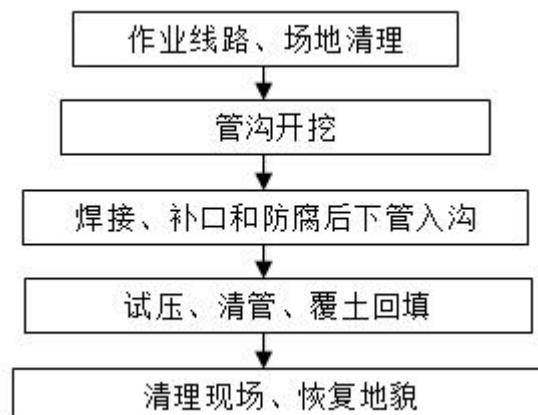


图3.4-3 管道施工建设过程

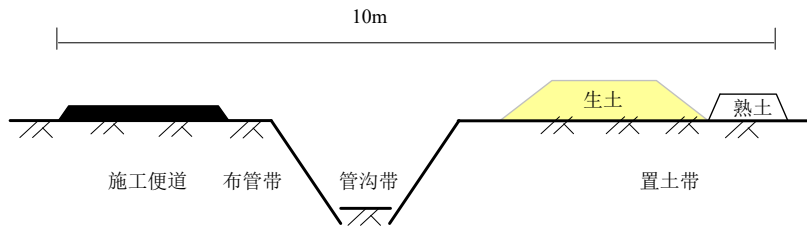


图3.4-4 管道施工作业断面图



图3.4-5 管道开挖施工平面布置示意图

(2) 管道钢顶穿越施工

本工程 6 处管道穿越井排路/通井路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图 3.4-6、施工示意图见图 3.4-7。

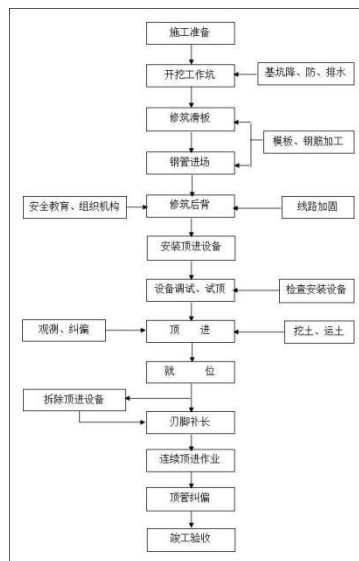


图3.4-6 顶管施工工艺流程图

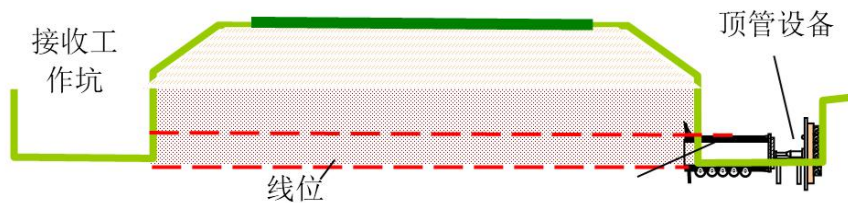


图3.4-7 顶管施工示意图

2、道路施工

本项目为通井路的施工，通井路为土路，首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图及断面图见下图。



图3.4-8 通井路施工建设过程

3、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0.3m；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。

4、施工进度及时序

表3.4-7 施工进度计划表

工程名称	2023年		备注
	4月	5月	
钻井	_____		备注，管道和道路项目同时建设
管道		_____	
道路		_____	

3.4.4.2运行期工艺流程和产污节点分析

①正常工况

本工程运行期正常工况主要环境影响因素为原油集输过程中挥发的烃类气体，依托场站加热炉烟气；井场抽油机产生的噪声、依托场站机泵噪声；油气集输产液脱水处理后产生的含油污泥、项目采出液处理后产生的含油污水等。

②非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油井作业产生的作业废水，油井清防蜡废水、井场落地油等。

本项目运营期工艺流程及产污节点见图 3.4-9。

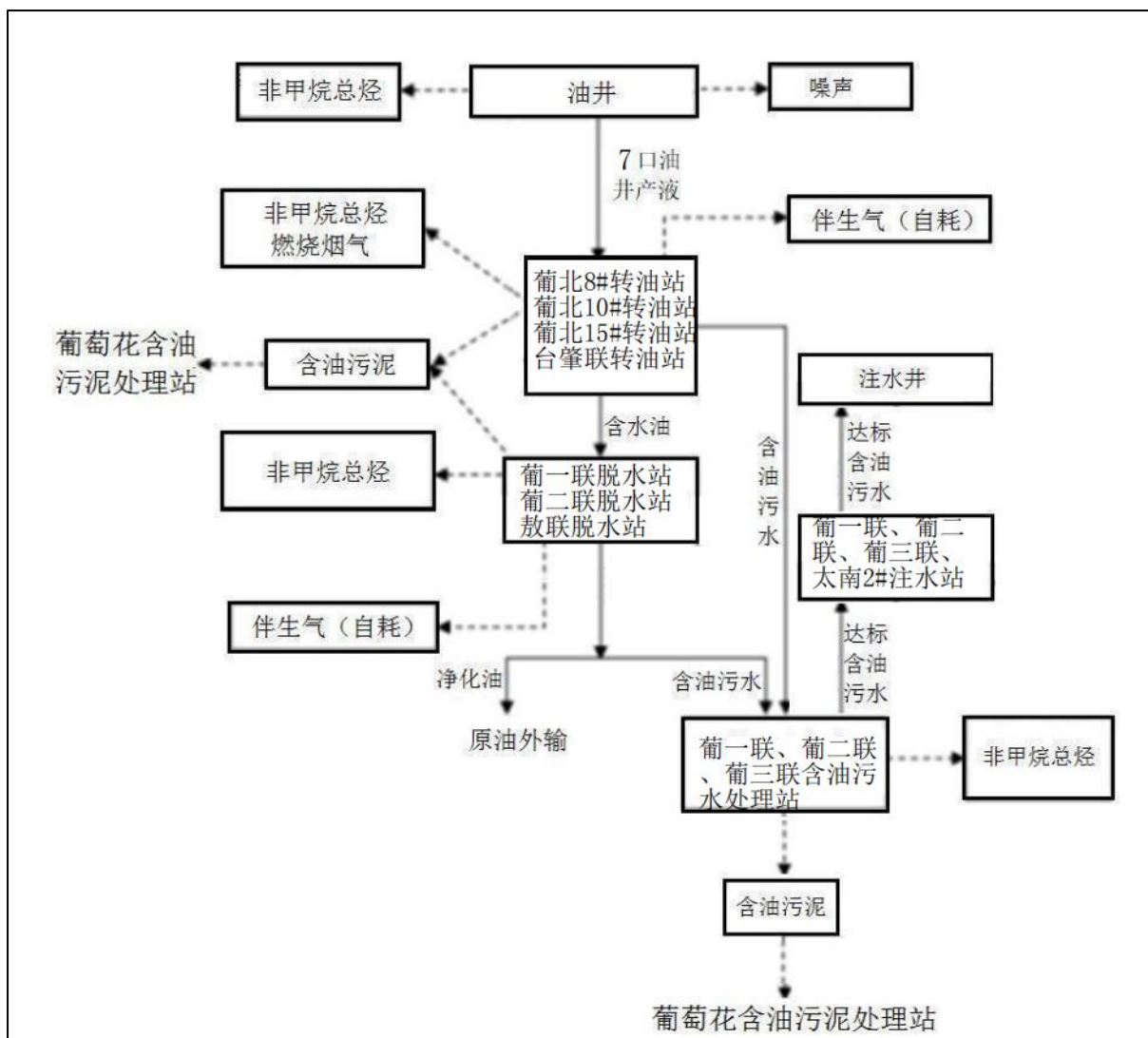


图 3.4-9 运营期正常工况总工艺流程及产污节点

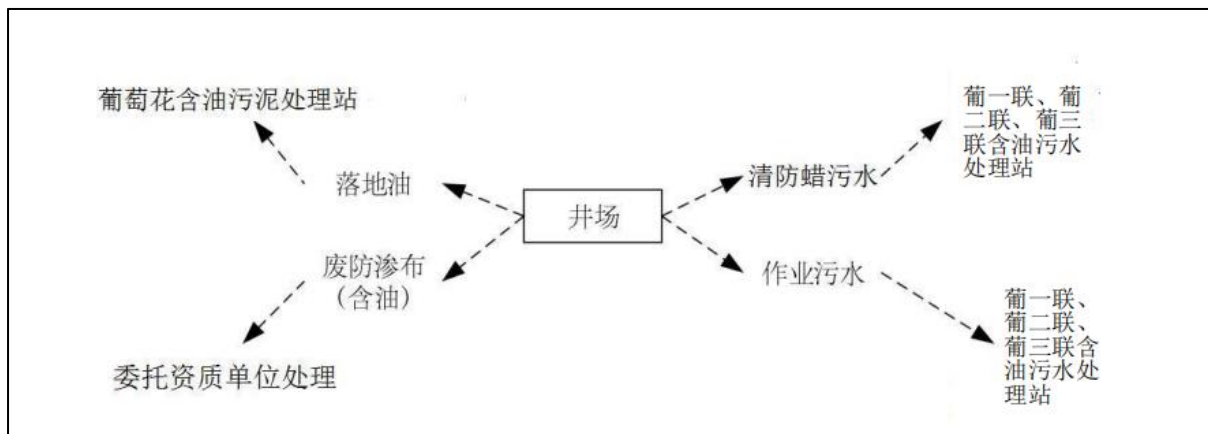


图 3.4-10 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.4.5 环境影响因素识别

3.4.5.1 污染影响因素识别

根据项目施工活动，施工期环境影响识别见表 3.4-8。

表3.4-8 施工期环境影响识别

时段	主要内容	主要环境影响因素	影响因子
管线	注入管线管沟开挖、管线敷设、回填等活动，管线焊接和试压	产生扬尘、焊接烟尘、废水和噪声污染	TSP、SS、噪声
道路	原有通井土路改造等施工活动	产生扬尘、噪声和建筑垃圾	TSP、噪声

根据工程运行状况，项运营期环境影响识别见表 3.4-9。

表3.4-9 运营期环境影响识别

时段	主要内容	主要环境影响因素	影响因子
井场	挥发非甲烷总烃、作业废水、抽油机噪声、井场落地油、含油废水等	产生废气、废水、噪声污染	非甲烷总烃、石油类、噪声
依托场站	加热炉烟气、无组织非甲烷总烃、机泵等设备噪声	产生废气、噪声	非甲烷总烃、石油类、噪声

3.4.5.2 生态影响因素识别

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

(1) 管道敷设

施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

(2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(3) 对植被的影响

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

3.4.6 污染源源强核算

3.4.6.1 施工期污染源强核算

(1) 废气

①运输车辆扬尘

建设项目井场地面工程项目、新建管道及道路工程施工作业时，车辆物料运输过程中将产生扬尘。根据相关工程的现场模拟数据调查，施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ 。

②管线、道路施工扬尘

本项目新建管线29.59km，新建道路1.82km，施工临时占地面积 195970m^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP产生系数为 $0.01\text{-}0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑本项目实际情况，TSP产生系数取 $0.03\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为70%，按每天施工时间8h计算，管线、道路及井场施工产生的扬尘为 $19.7\text{kg}/\text{d}$ 。

③施工机械、运输车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO_2 、 CO 、 HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

④焊接烟尘

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

(2) 废水

建设项目施工期用水主要为管线试压用水和施工人员的生活用水。

①试压废水

本工程新建注入管线采取水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 42.52t ，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为 40.4t ，主要污染因子为SS，管道试压废水由罐车收集拉运至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

②生活污水

地面建设期施工人员40人，每人每天用水80L，生活污水按用水量的80%计算，建设项目施工期约60d，则生活污水产生量为 153.6t 。施工人员产生的生活污水排入本

项目施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

建设项目废水产生及排放情况详见表 3.4-10。

表 3.4-10 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	排放量	主要污染物	去向及措施
1	试压废水	40.4t	SS	由罐车收集拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排
2	生活污水	153.6t	COD、NH ₃ -N	施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥

(3) 噪声

施工期产生的噪声主要施工机械和运输车辆噪声，具体排放情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 本工程施工期噪声源统计表

声源名称	声源性质	(声压级/声源距离) / (dB(A)/m)	声源控制措施
挖掘机	非连续稳态声源	82~90dB(A)/5	优先选用低噪声设备，加强对设备的维护和保养
推土机	非连续稳态声源	80~88dB(A)/5	
运输车	非连续稳态声源	80~90dB(A)/5	
压路机	非连续稳态声源	82~90dB(A)/5	
电焊机	非连续稳态声源	66~80dB(A)/5	

(4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要有管线施工废料及施工人员产生的生活垃圾。

①施工废料

本项目施工废料主要为管道铺设施工过程中产生的施工废料；管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 29.59km，因此，施工废料产生量为 0.5918t，统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。

②生活垃圾

地面建设期间施工人员会产生生活垃圾，类比同类工程，每人每天产生生活垃圾 0.5kg/d 计，生活垃圾产生量为 1.2t。由施工单位集中收集委托环卫部门拉运至大庆市龙清生物科技有限公司进行处理。

表 3.4-12 本工程固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	施工废料	0.5918t	一般废物	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
2	生活垃圾	1.2t	/	由施工单位集中收集委托环卫部门拉运至大庆市龙清生物科技有限公司进行处理

3.4.6.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

①无组织挥发烃类气体

由于本工程油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是管线及依托场站的油气挥发所致，主要排放地点为采油井场、转油站及脱水站等场站。

本项目无组织非甲烷总烃主要是井场、管道的小部分挥发产生，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，本项目实施后年产原油 0.3754×10^4 t，则本工程实施后非甲烷总烃无组织排放量为 5.32t/a。

②加热炉烟气

依托工程废气主要为场站内加热炉产生的燃烧烟气。本项目依托葡北 8#转油站、葡北 10#转油站、葡北 15#转油站、台肇联转油站、敖联脱水站、葡一联脱水站、葡二联脱水站加热装置。

根据本项目监测数据（大庆中环评价检测有限公司，监测时间 2023 年 1 月 9 日-16 日），根据污染物折算值监测结果，葡北 8#转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $10.8\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $77\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $13\text{mg}/\text{m}^3$ ；葡北 10#转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $9.5\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $67\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $14\text{mg}/\text{m}^3$ ；葡北 15#转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $11.9\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $79\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ ；台肇联转油站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $9.8\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $80\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $14\text{mg}/\text{m}^3$ ；敖联脱水站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $9.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $68\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $13\text{mg}/\text{m}^3$ ；葡一联脱水站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $8.4\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $76\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $14\text{mg}/\text{m}^3$ ；葡二联脱水站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $11.8\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $78\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $16\text{mg}/\text{m}^3$ ，均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉的标准要求。依托场站加热炉烟气排放情况见下表。

表 3.4-13 依托场站加热装置新增污染物排放量（分担量）

名称	烟囱高度m	烟囱出口内径m	燃气量 $\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	烟气量 $\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	排放规律	污染物排放情况（t/a）		
						颗粒物	SO_2	NO_x
葡北8#转油站	10	0.4	1.11	12.53	连续	0.0014	0.0016	0.0096
葡北10#转油站	8	0.4	0.07	0.76	连续	0.0001	0.0001	0.0005
葡北15#转油站	15	0.5	0.68	7.67	连续	0.0009	0.0012	0.0061

台肇联转油站	8	0.45	0.05	0.53	连续	0.0001	0.0001	0.0004
敖联脱水站	15	0.4	0.46	5.25	连续	0.0005	0.0007	0.0036
葡一联脱水站	15	0.4	0.63	7.13	连续	0.0006	0.0010	0.0054
葡二联脱水站	8	0.4	0.11	1.25	连续	0.0001	0.0002	0.0010

本项目运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.4-14。

表 3.4-14 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时间 h		
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a		排放浓度 mg/m ³	排放量 t/a
原油集输	油田区域	井场、集油间、转油站、集输系统等	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	5.32	/	0	排污系数法	c	5.32	8760	
原油脱水	葡北 8#转油站	现有加热装置	颗粒物	实测法、产污系数法	12.53 (分担量)	10.8	0.0014	/	0	排污系数法	12.53	10.8	0.0014	8760
			SO ₂			13	0.0096	/	0			13	0.0096	
			NO _x			77	0.0016	/	0			77	0.0016	
	葡北 10#转油站	现有加热装置	颗粒物	实测法、产污系数法	0.76 (分担量)	9.5	0.0001	/	0	排污系数法	0.76	9.5	0.0001	8760
			SO ₂			14	0.0005	/	0			14	0.0005	
			NO _x			67	0.0001	/	0			67	0.0001	
	葡北 15#转油站	现有加热装置	颗粒物	实测法、产污系数法	7.67 (分担量)	11.9	0.0009	/	0	排污系数法	7.67	11.9	0.0009	8760
			SO ₂			15	0.061	/	0			15	0.061	
			NO _x			79	0.0012	/	0			79	0.0012	
	台肇联转	现有加热装置	颗粒物	实测法、产污系数法	0.53 (分担量)	9.8	0.0001	/	0	排污系数法	0.53	9.8	0.0001	8760

油站	装置	SO ₂	污系数 发	量)	80	0.0004	/	0			80	0.0004	
		NO _x			14	0.0001	/	0			14	0.0001	
敖联 脱水 站	现有 加热 装置	颗粒 物	实测 法、产 污系数 发	5.25 (分担 量)	9.0	0.0005	/	0	5.25		9.0	0.0005	876 0
		SO ₂			13	0.0036	/	0			13	0.0036	
		NO _x			68	0.0007	/	0			68	0.0007	
葡一 联脱 水站	现有 加热 装置	颗粒 物	实测 法、产 污系数 发	7.13 (分担 量)	8.4	0.0006	/	0	7.13		8.4	0.0006	876 0
		SO ₂			14	0.0054	/	0			14	0.0054	
		NO _x			76	0.0010	/	0			76	0.0010	
葡二 联脱 水站	现有 加热 装置	颗粒 物	实测 法、产 污系数 发	1.25 (分担 量)	11.8	0.0001	/	0	1.25		11.8	0.0001	876 0
		SO ₂			16	0.0010	/	0			16	0.0010	
		NO _x			78	0.0002	/	0			78	0.0002	

(2) 废水

运营期产生的废水主要为油井作业废水、清防蜡废水、油井采出液分离出的含油污水及租赁配置站工作人员产生的生活污水。

①作业废水

油井作业周期为 1.5 年，结合建设单位多年运营作业结果可知，油井作业废水产生量 4m³/井·次，7 口油井共产生作业污水量约 18.7m³/a，其主要污染物为石油类、悬浮物。运营期油井作业使用作业车，作业时需铺设防渗布并搭建临时围堰。产生的废水由罐车分别拉运至葡一联合油污水站、葡二联合油污水站、葡三联合油污水站进行处理，处理达标后回注油层。

②清防蜡废水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 20m³/h，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m³，项目油井共 7 口，共产生热洗废水量约为 420m³/次，一年大约清防蜡两次，共产生清防蜡污水 840m³/a，热洗废水分别通过集输系统最终进入葡一联合油污水站、葡二联合油污水站、葡三联合油污水站进行处理处理达标后回注油层。

③油田采出水

根据工程方案开发预测指标，本项目 7 口油井最大年产液量为 4.62×10⁴m³，年产油量 0.375×10⁴m³，则本项目油田采出水量为 42450t/a。油田采出水分别进入葡一联合油污水处理站、葡二联合油污水处理站、葡三联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、

粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

表 3.4-15 废水污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间 (h)	
				核算方法	废水产生量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)		产生量 (t/a)	核算方法	排放废水量	排放浓度		排放量
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料核算	42450	1000	4.245	输送至葡一联、葡二联、葡三联含油污水站处理	/	/	/	/	/
井下作业	油井	作业废水	石油类	类比法	18.7	1000	0.0187		/	/	/	/	/
洗井	油井	热洗废水	石油类	类比法	840	1000	0.84		/	/	/	/	/

(3) 噪声

本项目运营期噪声源主要是抽油机机械噪声、新建注入站内注入泵运行过程中产生的噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录A中的噪声源强数据及油田井场噪声监测数据，主要噪声污染源强见表3.4-16。

表3.4-16 本项目运营期噪声源统计表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源	
				核算方法	噪声值dB (A)
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80
阀组间	机泵	机泵	连续	类比法	75-90
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85
	风机	风机	连续	类比法	70-80
依托场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85
	风机	风机	连续	类比法	70-80

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布及生活垃圾。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约0.3t计算，本项目产能 $0.375 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量0.112t/a，为危险废物，危

废代码为HW08/071-001-08，统一收集送拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后用于采油七厂垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井检修作业期间产生的落地油可按50kg/井·次，检修作业频率一般1.5年，因此检修作业产生的落地油为0.233t/a，落地油全部回收送拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，落地油回收率为100%。

③含油防渗布

修井时防止原油散落于井场内，均铺设防渗布。修井时井场铺垫防渗布只用于一次修井作业，不重复利用。根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约400m²，防渗布重量按500g/m²计，可计算单井产生量约0.2t，本项目油井共计7口，则含油防渗布产生量约为1.2t/a，为危险废物，危废代码为HW08/900-249-08，暂存第七采油厂危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。

表 3.4-17 本项目运行期固体废物排放情况

工程	装置	固体废物名称	固废属性	危废编码	产生情况		处置措施	最终去向
					核算方法	产生量		
油井作业	油井井场	落地油	危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	产污系数法	0.233t/a	0.233t/a	送葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路
井场作业、场站清淤	井场、油气处理设备	含油污泥				0.112t/a	0.112t/a	
井场	油井作业	含油防渗布	HW49 其他废物	900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质	产污系数法	1.2t/a	1.2t/a	委托资质单位拉运处理

表3.4-18 运行期危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
----	-----	------	------

类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW49 其他废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-041-49
产生量	0.233t/a	0.112t/a	1.2t/a
产生工序	油井修井作业	井场作业、场站清淤	油井修井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1 次/1.5 年，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1 次/1.5 年
危险特性	T, I	T, I	T, In
污染防治措施	含油污泥经葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路		送至有资质单位进行处置

本项目施工期和运营期污染物产生及排放情况见表3.4-19。

表3.4-19 污染物产生及排放情况一览表

类别	污染源	污染物	产生量	排放量	处理措施及去向	
施工期	废气	道路管线等施工现场	扬尘（颗粒物）	/	/	洒水抑尘、原料苫盖、无组织排放
	废水	试压废水	-	40.4t	0	由罐车收集拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理后回注，不外排
		生活污水	COD、NH ₃ -N	153.6t	0	施工人员产生的生活污水排入施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥
	固废	施工废料	废泡沫	0.5918t	0	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
		生活垃圾	生活垃圾	1.2t	1.2t	收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理
	噪声	施工机械、运输车辆等	施工机械、运输车辆等	60~90dB(A)	<65dB(A)	使用低噪声机械设备、合理布局

运营期	废气	井场、场站等	非甲烷总烃	5.32t/a	5.32t/a	油气密闭集输，井场和场站无组织挥发非甲烷总烃排入大气
		场站加热炉	颗粒物	0.0037t/a	0.0037t/a	经加热炉 8m 以上排气筒达标排放
			SO ₂	0.0049t/a	0.0049t/a	
			NO _x	0.0266t/a	0.0266t/a	
	废水	油田采出水	石油类	42450t/a	0	输送至葡二联含油污水站处理后回注
		作业废水	石油类	18.7t/a	0	罐车拉运至葡二联含油污水站处理后回注
		清防蜡废水	石油类	840 t/a	0	输送至葡二联含油污水站、处理后回注
	固废	油井井场	落地油	0.233t/a	0	送葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路
		井场、油气处理设备	含油污泥	0.112t/a	0	
		油井作业	含油防渗布	1.2t/a	0	
噪声	井场抽油机	65~75dB(A)		< 75dB(A)	低噪声设备	

3.4.7 污染物产排情况及“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水和固体废物不排入外环境，因此本次评价只对运行期大气污染物排放情况进行核定。具体内容见表3.4-20。

表3.4-21 项目污染物排放“三本帐” 单位：t/a

名称	现有工程排放量	本工程分担量	以新带老削减量	排放总量	分担量
颗粒物	2.54	0.0037	0	2.5437	0.0037
SO ₂	3.050	0.0049	0	3.0549	0.0049
NO _x	16.01	0.0266	0	16.0366	0.0266

非甲烷总烃	2050	5.32	0	2055.32	5.32
-------	------	------	---	---------	------

3.5 清洁生产分析

3.5.1 井下作业清洁生产工艺

(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含油污水处理站处理后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.5.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定线路位置和走向，最大限度的减少地面工程项目建设投资。油井均利用原有站间集输系统。

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

本项目开发集输管线全密闭，减少非甲烷总烃无组织挥发。

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水经葡二联合油污水站处理后回注油层，不外排。

3.5.3 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》及《石油天然气开采清洁生产评价指标体系（试行）》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》、《石油天然气开采清洁生产评价指标体系（试行）》中对清洁生产的各项指标对比见下表3.5-1、表3.5-2。

表3.5-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》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	本项目处理方式	符合性
----	---------------------	---------	-----

	关清洁生产的要求		
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油井均为老井，井场不新增永久占地，各种废弃物均得到合理有效集中处理。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	使用无毒无害油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到100%。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉。	采出水经含油污水处理站处理满足标准后回注油层。	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于0.5%，2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗不高于0.8%。	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为1.4175%，集输损耗率小于0.5%。	符合

表3.5-2与《石油天然气开采清洁生产评价指标体系（试行）》清洁生产分析一览表

序号	清洁生产指标内容	本工程	稠油开采技术指标		
一	生产工艺与装备		一级	二级	三级
1	井控装置	防喷器	具备	具备	具备
2	防止井场落地原油产生措施	油水进罐车	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施
3	原油集输流程	密闭	密闭，并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭
二	资源能源利用指标		一级	二级	三级
1	采油综合能耗，kg标煤/t采出液	29.047	≤20	≤60	≤130
三	污染物产生指标		一级	二级	三级
1	落地原油，kg/t原油	0.07	≤1	≤2	≤5
四	废物回收利用指标		一级	二级	三级
1	采油废水回用率%	100	≥95	≥70	≥40

根据上表可知，本工程产能建设工程生产工艺与装备指标达到稠油开采清洁生产指

标二级，资源能源利用指标达到稠油开采清洁生产指标二级，污染物产生指标中落地原油指标达到稠油开采清洁生产指标一级，废物回收利用指标中采油废水回用率达到稠油开采清洁生产指标一级。本项目符合《石油天然气开采清洁生产评价指标体系（试行）》要求，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇，地理坐标为东经 $124^{\circ}40'10.29''$ - $124^{\circ}53'35.25''$ ， $46^{\circ}2'40.78''$ - $45^{\circ}59'38.02''$ 。本项目地理位置见附图1。

4.1.2 地形地貌

开发区域位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势由北向南渐低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，地形起伏较大，地面海拔高度在133m~145m，属冲积性平原地貌，工程所在区域主要为盐碱地和耕地。

4.1.3 气象气候

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。

气候：属北温带亚欧大陆东缘大陆性季风气候，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响，冬长（11月~2月）寒冷干燥，夏短（6月~8月）温热多雨，春（3月~5月）秋（9月~10月）季风交替，气温变化急剧，多风沙。

气温：夏季雨热同期，冬季寒冷漫长，历年平均气温 3.6°C ，历年最高气温 38.9°C ，历年最低气温 -36.2°C ，一月份平均气温 -19.1°C ，七月份平均气温 22.9°C 。

风速：平均风速 3.8m/s ，年最大风速为 22.7m/s ，SW。

降水量：年平均 445mm ，年最大降水量 651.2mm 。年平均水气压： 8.2hpa 。

降雪量：平均积雪 158d ，最大积雪深度 220.0mm 。

蒸发量：年平均蒸发量 1531.4mm ，年最大蒸发量 1711.0mm ，年最小蒸发量 1378.4mm 。

4.1.4 地表水体

本工程周边主要分布 2 个地表水体为康家围子泡级库里泡，本项目一座井场井场位于康家围子泡上，康家围子泡水域面积约 17.4km²，主要为雨水汇集泡。本项目拟建葡 174-更 134 东侧 1.6km 为库里泡，库里泡水域面积约 55.7km²。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地质概况

区域地质构造位置处于古隆凹陷南部，由于白垩系晚期和第三系以来，大庆长垣以西地区持续下降，而且下降幅度较大，沉积了厚度较大的第三系和第四系。尤其是第三系上统泰康组比较发育，形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系上统泰康组、白垩系上统明水组。由于区域白垩系上统明水组较深，所以不作为区域主要目的含水层。

(1) 白垩系明水组 (K2m)

地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为 110~122m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。上为灰黑色泥页岩，下部为灰绿色砂岩、泥质砂岩互层，砂岩。

(2) 第三系上统泰康组 (N2t)

区域泰康组广泛分布，发育良好。地层厚度 60~80m，变化趋势向西厚度逐渐变厚，向南厚度逐渐变厚，趋于稳定。泰康组中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

(3) 第四系 (Q)

① 全新统冲积层 (Q₄)

主要分布在河漫滩冲积层、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。

② 上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 15~17.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域, 岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土, 地层厚度较为均匀, 微显层理, 局部夹有粉细砂层, 致密坚硬, 局部由铁质浸染, 地层厚度为 20.0~25.5m。土质致密, 渗透性较差, 渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 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。

④白土山组 (Q₁)

区域均有分布, 分布不均, 岩性为乳白色砂砾石, 局部有少量的杂色中粗砂沉积层, 埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。埋深 22.0m~25.0m, 地层厚度 8.5m~13.5m。

第四系与下伏第三系依安组地层为不整合接触。区域综合水文地质图见附图 13。

(4) 地质构造

评价区位于松辽盆地北部的中央拗陷区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上, 由侏罗系、白垩系、第三系、第四系陆相沉积构成。主要构造格局呈“中隆侧凹”形态, 即大庆长垣东部三肇凹陷的北部。

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖, 未发现断裂构造分布。

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306—2001), 本区地震动峰值加速度为 0.05g, 相应的地震基本烈度为 VI 度。

4.1.4.2 项目区水文地质条件

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区, 含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成, 厚度 1.5~2.5m。地下水水位埋深 2.4~4.5m, 弱富水性, 单井涌水量小于 100m³/d, 该层水为大气降水的垂直入渗补给, 无开采供水条件。

(2) 第四系下更新统白土山组松散岩类孔隙承压水

分布于全区, 含水层主要由河湖相沉积的灰白色、杂色砂、砂砾石组成, 偶夹粘土透镜体。含水层顶板埋深 22.0~25.5m, 含水层厚度 8.5~13.5m, 承压水头高度 6~8m, 渗透系数 5.0~15.0m/d。富水性较强, 单井涌水量为 1200~1500m³/d。

(3) 第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层

泰康组承压含水层其岩性主要是砂砾岩, 与上部第四系含水层之间有一层不

布不稳定的泥岩，厚度一般在 22~30m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水性。砂砾岩层结构松散，颗粒较粗，分选性较好，透水性强、富水性好，自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，区域含水层由东向西逐渐增大，由东向西逐渐变薄，顶板埋深一般在 100~120m 之间，含水层累计厚度为 60~70m，承压水头埋深 8.0~12.0m，渗透系数 25.0~35.0m/d。

(4) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

按其埋藏条件和含水层特点，分为明水组二段含水层和明水组一段含水层

① 明水组二段含水层

明水组二段含水层主要由中粗砂岩组成。区域均有分布。明二段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，一般 2-10 层，单层厚度 3.0-12.0m，累计厚度 10.0-30.0m，局部最厚可达 85.0 m。含水层顶板埋藏深度 200.0-205.0m。

明水组二段含水层发育相对较差，层数多，沉积主要以透镜体状分布，含水层岩石颗粒较细，孔隙较小而连通性差，有效孔隙度偏小，富水性略差。区域 273mm 管单井出水量 430-1700m³/d，最大静水位埋深目前已达到 38m 多。

② 明水组一段含水层

明水组一段含水层主要由粗砂岩和含砾砂岩组成。与明水组二段含水层分布一样。明水组一段含水层沉积特征受构造运动的影响很小，含水层分布稳定性较好，特别是明一段上部含水层呈连续分布，沉积发育良好。明水组一段含水层单层数较明二段少，1-8 个单层，单层厚度 3.0-29.0m。含水层累计厚度 20.0-55.0m。含水层顶板埋藏深度 350-380.0m，由南向北逐渐增大。

明水组一段含水层单层厚度较大，区域分布十分稳定，岩石颗粒较粗，有效孔隙度较大，富水性较强。在区域明水组一段含水层 273mm 井管单井出水量 1000-2360m³/d，含水层由北向南富水性增强，区域水位最大埋深已达 43m。水文地质剖面和柱状图见附图 11 和附图 12。

4.1.4.3 地下水的补给、径流和排泄条件

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

(1) 地下水补给

①大气降雨补给

从区域主要含水层分布可以看出，含水层的补给主要地表水补给和降雨垂向补给上部第四系孔隙潜水含水层，潜水通过透水层越流补给下部的白土山组含水层、明水组含水层。

②地表水体的入渗补给

评价区有康家围子泡、库里泡，地表水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水，但目前区域由于受到开采地下水的形成降落漏斗的影响，天然流场有所改变。潜水由北向南，承压水由东向西都有一定量的地下水侧向补给。

(2) 地下水径流规律

评价区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，评价区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流，区域潜水等水位线见附图14。而承压含水层受地下水开采影响，区域水位下降，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水的径流方向则由西北向东南，区域承压水等水位线见附图15。

(3) 地下水排泄

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

该区属干旱、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初夏，降水量小200mm，蒸发强度大（1100~1600mm），因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

②侧向径流排泄

潜水地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域，白垩系承压水向南流向了漏斗中心。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要目的层为白垩系明水含水层，含水层埋深200m-

300m。根据统计资料，近年来地下水开采量呈逐年下降趋势。

4.1.5 土壤类型与植被分布

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土、草甸土。

(1) 草甸土

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。

草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。

草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

(2) 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。

(3) 植被分布

区域内主要是城乡结合区域，植被稀疏，呈镶嵌分布，粮食单产较低。植物资源以草本植物为主体，草原天然植被属于“蒙古植物区系”。在植物方面，目前主要为天然牧草，低洼地范围内生长有芦苇、三菱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为繁茂繁杂，羊草、萎菱菜和针茅为优势种，伴生种有蒿属等植物，同时还分布有碱草、碱蒿等耐盐碱植物。区域内农作物主要为玉米、花生其它蔬菜等。

4.1.6 野生动物分布

区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

项目所在地区内无文物古迹、风景名胜、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布。

4.2 环境敏感区调查

本项目位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇，根据现场勘查，项目区域内无国家、省、市级自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，无风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区。本项目深部驱油井区位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇境内，八井子乡、老山头乡、头台镇均属于水土流失重点治理区，项目工程的开挖和填埋行为将会破坏土壤结构，项目通过对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或采用水泥砂浆抹面的方法来减少水土流失。施工完成后作表层的覆土复植用，对临时堆放场地也进行植被恢复。施工完成后，随着生态保护和临时占地植被恢复措施的进行，管线建设对生态环境的影响将得到尽快恢复。

综上所述，拟建项目主要环境保护目标分布情况见表4.2-1。

表4.2-1 环境保护目标调查表

环保目标	地理位置/距离		服务功能	四至范围	保护对象	环境功能区划
苗家窝棚	E:124.786881, N:46.053964	拟建葡 64-更 94 井 东南侧 1.55km	居住区	四周均为耕地	居民	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级
史家围子	E:124.774579, N:46.052475	拟建葡 64-更 94 井 东南侧 0.789km	居住区	四周均为耕地	居民	
正合屯	E:124.74671,N :46.055823	拟建葡 65-更 83 井 东北侧 1.70km	居住区	四周均为耕地	居民	
正亚屯	E:124.746837, N:46.053637	拟建葡 64-更 94 井 西北侧 1.635km	居住区	四周均为耕地	居民	
长安村	E:124.727096, N:46.055066	拟建葡 65-更 83 井 北侧 2.00km	居住区	四周均为耕地	居民	
张云令屯	E:124.747651, N:46.029210	葡 652-斜更 p83 东 南侧 1.04km	居住区	四周均为耕地	居民	
五大户	E:124.757625, N:46.029221	拟建葡 64-更 94 井 西南侧 1.55km	居住区	四周均为耕地	居民	
民强村	E:124.767649, N:46.029219	拟建葡 64-更 94 井 南侧 1.36km	居住区	四周均为耕地	居民	
小东屯	E:124.777761, N:46.029210	拟建葡 64-更 94 井 东南侧 1.78km	居住区	四周均为耕地	居民	

两半屯	E:124.792413, N:46.036539	拟建葡 64-更 94 井 东南侧 1.80km	居住区	南侧为同城路, 东西 北侧均为耕地	居民
八井子村	E:124.73007,N :46.02488	葡 652-斜更 p83 南 侧 1.11km	居住区	南侧为同城路, 东西 北侧均为耕地	居民
万年屯	E:124.66061,N :46.00837	拟建葡 65-斜 672 井西南侧 1.33km	居住区	四周均为耕地	居民
蒙古屯	E:124.652704, N:46.010528	拟建葡65-斜672 井西南2.372km	居住区	西侧为草地, 东南北 侧均为耕地	居民
钱家屯	E:124.709817, N:46.011496	拟建葡 68-斜 672 井东侧 0.618km	居住区	西侧、南侧为草地, 东侧、北侧为耕地	居民
七井子村	E:124.71996,N :46.007040	拟建葡 76-更 73 井 西北侧 1.17km	居住区	西侧、南侧为草地, 东侧、北侧为耕地	居民
张兴屯	E:124.72211,N :46.00696	拟建葡 76-更 73 井 北侧 0.725km	居住区	西侧、南侧为草地, 东侧、北侧为耕地	居民
罗家屯	E:124.73636,N :46.00095	拟建葡 76-更 73 井 东侧 0.795km	居住区	西侧、南侧为草地, 东侧、北侧为耕地	居民
四撮房	E:124.755356, N:46.003013	拟建葡 76-更 73 井 东侧 1.48km	居住区	西侧、南侧为草地, 东侧、北侧为耕地	居民
翟生屯	E:124.767951, N:45.987360	拟建葡 84-侧斜更 86 东侧 1.51km	居住区	四周均为耕地	居民
下洼子屯	E:124.746334, N:45.976350	拟建葡 86-更 832 井东南 2.1km	居住区	西侧为草地, 东侧、 北侧、南侧为耕地	居民
唐花马屯	E:124.674133, N:45.983505	拟建葡 79-更 52 井 西北 1.00km	居住区	东侧为草地, 西侧、 北侧、南侧为耕地	居民
青龙山	E:124.665910, N:45.974008	拟建拟建葡 79-更 52 井西 1.50km	居住区	西侧为草地, 东侧、 北侧、南侧为耕地	居民
前王家屯	E:124.851412, N:46.009356	拟建太 100-64 井东 北 1.55km	居住区	四周均为耕地	居民
厢房屯	E:124.878501, N:45.999644	拟建太 100-64 井东 北 1.06km	居住区	西侧、南侧为草地, 东侧、北侧为耕地	居民
杨玉山屯	E:124.893751, N:45.988798	拟建太 100-64 井东 2.03km	居住区	东侧为草地, 西侧、 南侧、北侧为耕地	居民
四合屯	E:124.870384, N:45.981861	拟建太 109-60 井东 侧 1.47km	居住区	四周均为耕地	居民
刘连清屯	E:124.879146, N:45.970416	拟建太 109-60 井东 南侧 2.34km	居住区	四周均为耕地	居民
高华尖屯	E:124.850263, N:45.960696	拟建太 232 井东北 侧 0.777km	居住区	四周均为耕地	居民

何大玉屯	E:124.821252, N:45.966663	拟建太 232 井西北 侧 1.27km	居住区	四周均为耕地	居民
庆阳山村	E:124.819612, N:45.970307	拟建太 232 井西北 侧 1.78km	居住区	西侧为村屯, 东侧、 北侧、南侧为耕地	居民
小山屯	E:124.839290, N:45.986668	拟建太 109-60 井西 北侧 0.791km	居住区	四周均为耕地	居民
邹子臣屯	E:124.852777, N:45.975881	拟建太 109-60 井南 侧 0.446km	居住区	四周均为耕地	居民
大庙屯	E:124.826652, N:45.946165	拟建太 232 井西南 侧 1.81km	居住区	四周均为耕地	居民
公民村	E:124.838333, N:45.938437	拟建太 232 井南侧 1.76km	居住区	四周均为耕地	居民
永富村	E:124.760742, N:45.827603	拟建葡 188-斜更 162 南侧 1.33km	居住区	四周均为耕地	居民
李文翠	E:124.780225, N:45.840400	拟建葡 188-斜更 162 东侧 1.31km	居住区	南侧为库里泡、东西 北侧均为耕地	居民
陈二道眼	E:124.795225, N:45.838400	拟建葡 188-斜更 162 东侧 2.30km	居住区	南侧为库里泡、东西 北侧均为耕地	居民
林场屯	E:124.777135, N:45.854749	拟建葡 188-斜更 162 东北侧 1.64km	居住区	四周均为耕地	居民
小张屯	E:124.760643, N:45.865986	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.25km	居住区	四周均为耕地	居民
大张屯	E:124.756021, N:45.860936	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.692km	居住区	四周均为耕地	居民
永吉村	E:124.775848, N:45.874891	拟建葡 174-更 134 井西北侧 1.02km	居住区	东侧为库里泡、南西 北侧均为耕地	居民
后窝棚	E:124.729328, N:45.838965	拟建葡 188-斜更 162 西侧 1.88km	居住区	北侧为草地、东西南 侧均为耕地	居民
前围子	E:124.899616, N:45.695659	拟建永 166-更 60 井南侧 0.584km	居住区	四周均为耕地	居民
东大村	E:124.895616, N:45.695659	拟建永 166-更 60 井西南 1.10km	居住区	四周均为耕地	居民
嘎楼窝棚	E:124.895616, N:45.690659	拟建永 166-更 60 井南侧 1.25km	居住区	四周均为耕地	居民
大围子	E:124.895616, N:45.702659	拟建永 166-更 60 井西侧 0.755km	居住区	四周均为耕地	居民
花尔村	E:124.925365, N:45.715768	拟建永 166-更 60 井东北侧 1.75km	居住区	南侧为草地、东西北 侧均为耕地	居民

杨柳村	E:124.915924, N:45.676861	拟建台 84-斜更 134 井东北 2.34km	居住区	东侧为草地、南西北 侧均为耕地	居民
团结村	E:124.880089, N:45.65400	拟建台 84-斜更 134 井南侧 1.11km	居住区	南侧为草地、东西北 侧均为耕地	居民
魏家窝棚	E:124.898045, N:45.662736	拟建台 84-斜更 134 井东侧 0.478km	居住区	四周均为耕地	居民
永太村	E:124.668947, N:45.91488	拟建葡 90-更 46 井 南侧 2.52km	居住区	西侧为庆葡街、南侧 为草地、东侧为草 地、北侧为厂房	居民
地表水	库里泡位于葡174-更134东侧1.6km，地表水保护级别为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值；葡78-65为水泡井场，位于康家围子泡内，地表水保护级别为保护水环境质量现状。				
地下水	评价范围内居民由村屯内单井饮用水源井统一供水，村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。地下水保护级别为《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类。				
声环境	主要为拟建葡174-更134井南侧0.25km小张屯，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准				
大环境	拟建井场边界外扩1km范围及新建管线、道路沿线两侧外扩300m区域的生态环境，主要为耕地、草地及水面。本项目位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇属于大庆市水土流失重点治理区，采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。				
土壤	建设项目永久占地范围内土壤保护级别为《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；拟建井场边界外扩1km及管道中心线两侧各200m的居民区土壤环境，土壤类型为黑钙土，土壤保护级别为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值；拟建井场边界外扩1km及管道中心线两侧各200m的农用地土壤，主要为耕地，土壤类型为黑钙土、草甸土，土壤保护级别为《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。				

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状调查与评价

本项目区域环境空气质量引用《2021年大庆市生态环境状况公报》，2021年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $9\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $4\sim 24\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 $18\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $4\sim 52\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（ PM_{10} ）年均浓度为 $41\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）年均浓度为 $27\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧

化碳24小时平均第95百分位数为0.9mg/m³，日均浓度范围为0.3~1.2mg/m³，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126μg/m³，日均值浓度范围为25~213μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值。

环境空气质量统计数据见表4.3-1。

表4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9μg/m ³	60μg/m ³	15%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18μg/m ³	40μg/m ³	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	41μg/m ³	70μg/m ³	58.57%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	27μg/m ³	35μg/m ³	77.14%	达标
CO	24小时平均第95位百分位数	0.9mg/m ³	4mg/m ³	22.5%	达标
O ₃	8小时平均值第90位百分位数	126μg/m ³	160μg/m ³	78.75%	达标

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

4.3.1.1 特征污染物环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

本次评价在工程区域及下风向布设3个环境空气质量现状监测点。本次监测委托大庆中环评价检测有限公司于2023年1月9日~1月15日对项目井场及周边村屯进行环境空气现状监测，监测点位详见表4.3-2、大气环境质量现状监测点位见附图8。

表4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点	坐标		监测指标	监测频次	相对方位	相对距离/m
		东经	北纬				
A1	台84-斜更134井场	124.89479	45.66608	非甲烷总烃	连续监测七天，每天02、08、14、20时的小时浓度值及日均值	本项目井场	/
A2	小张屯	124.76064	45.86598			拟建葡174-更134井南侧	0.25km
A3	张云令屯	124.74765	46.02921			葡652-斜更p83东南侧	1.04km

(2) 监测项目

根据本工程大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子：非甲烷总烃、颗粒物。

(3) 监测单位、监测时间及监测频次

监测单位：大庆市中环评价检测有限公司；

监测时间：2023年1月9日~1月15日；

监测频次：非甲烷总烃连续监测7天，每天02、08、14、20时4个小时质量浓度值；颗粒物连续监测7天，监测日均值。

(4) 评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

$$I_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中： I_i —第*i*种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第*i*种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第*i*种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

非甲烷总烃浓度限值执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准；颗粒物浓度限值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级及其修改单标准。

(6) 监测结果

环境空气质量的监测统计结果列于下表。

表 4.3-3 污染物现状监测结果表

监测点位	监测点位坐标		污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	东经	北纬							
台 84-斜更 134 井场	124.89479	45.66608	非甲烷总烃	1h	2	0.41~0.80	40	0	达标
小张屯	124.76064	45.86598	非甲烷总烃	1h	2	0.45~0.83	41.5	0	达标
张云令屯	124.74765	46.02921	非甲烷总烃	1h	2	0.44~0.80	40	0	达标

评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水现状监测

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目井场分布，选取项目区域上游、侧向、区域下游等位置，布设12个地下水水质现状监测点（9个潜水含水层水质监测点、3个承压水含水层水质监测点），24个水位监测点。具体监测点位置见附图8及表4.3-4和表4.3-5。

表4.3-4 地下水现状监测点位

序号	点位	经纬度	井深/m	上下游	备注	位置	层位
U1	史家围子水井	124.77457, 46.05247	15	上游	水质、水位	拟建葡 64-更 94 井东南侧 0.789km	潜水
U2	史家围子水井	124.77457, 46.05247	85	上游	水质、水位	拟建葡 64-更 94 井东南侧 0.789km	承压水
U3	钱家屯水井	124.70981, 46.01149	25	侧向	水质、水位	拟建葡 68-斜 672 井东侧 0.618km	潜水
U4	唐花马屯水井	124.67413, 45.98350	13	下游	水质、水位	拟建葡 79-更 52 井西北 1.00km	潜水
U5	永太村水井	124.67585, 45.91588	15	下游	水质、水位	拟建葡 90-更 46 井南侧 2.52km	潜水
U6	大张屯水井	124.75602, 45.86093	18	侧向	水质、水位	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.25km	潜水
U7	厢房屯水井	124.87850, 45.99964	20	上游	水质、水位	拟建太 100-64 井东北 1.06km	潜水
U8	高华尖屯水井	124.85026, 45.96069	22	侧向	水质、水位	拟建太 232 井东北侧 0.777km	潜水
U9	前围子水井	124.89961, 45.69565	15	侧向	水质、水位	拟建永 166-更 60 井南侧 0.584km	潜水
U10	团结村水井	124.88008, 45.65400	20	下游	水质、水位	拟建台 84-斜更 134 井南侧 1.11km	潜水
U11	团结村水井	124.88008, 45.65400	110	下游	水质、水位	拟建台 84-斜更 134 井南侧 1.11km	承压水
U12	大张屯水井	124.75602, 45.86093	85	侧向	水质、水位	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.692km	承压水
U13	小张屯水井	124.76064, 45.86598		/	水位	/	/

U14	永吉村水井	124.77584, 45.87489		/	水位	/	/
U15	嘎楼窝棚水井	124.89561, 45.69065		/	水位	/	/
U16	花尔村	124.92536, 45.71576		/	水位	/	/
U17	杨玉山屯水井	124.89375, 45.98879		/	水位	/	/
U18	何大玉屯水井	124.82125, 45.96666		/	水位	/	/
U19	公民村水井	124.83833, 45.93843		/	水位	/	/
U20	李文翠水井	124.78022, 45.84040		/	水位	/	/
U21	林场屯水井	124.77713, 45.85474		/	水位	/	/
U22	万年屯水井	124.66061, 46.00837		/	水位	/	/
U23	七井子村水井	124.71996, 46.00704		/	水位	/	/
U24	下洼子屯水井	124.74633, 45.97635		/	水位	/	/

(2) 监测因子

选取与地下水环境因子相关水质指标， K^+ 、 Na^+ 、 Cl^- 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚性类、石油类、菌落总数、总大肠菌群，共计28项。

(3) 监测时间和频率

2023年1月9日监测，采样1次。

(4) 监测结果

地下水水质监测结果见表4.3-5，地下水水位统计结果见表4.3-6。

表4.3-5 地下水监测结果 单位：mg/L，pH 无量纲

监测项目	史家围子水井（张家、潜水）	史家围子水井（周家、承压水）	钱家屯水井（陈家、潜水）	唐花马屯水井（孙家、潜水）	标准限值
K^+	2.54	1.24	1.97	2.25	-

Na ⁺	55.8	44.6	60.2	53.6	≤200
Ca ²⁺	46.7	37.2	51.1	48.5	-
Mg ²⁺	10.2	7.45	11.5	10.7	-
HCO ₃ ⁻	232	192	241	235	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	47.5	31.7	50.8	45.8	-
SO ₄ ²⁻	36.8	26.5	46.3	38.6	-
pH	7.7	7.5	7.8	7.9	6.5~8.5
总硬度	159	124	176	166	≤450
溶解性总固体	511	403	551	517	≤1000
耗氧量	2.2	1.8	2.1	2.3	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.585	0.497	0.564	0.601	≤1.0
硝酸盐	2.64	1.75	2.35	2.78	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.245	0.173	0.261	0.242	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.05
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.05
铁	0.28	0.22	0.29	0.27	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.13	0.05	0.08	0.13	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.01
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	13	7	12	10	≤100

续表4.3-5 地下水监测结果 单位: mg/L, pH 无量纲

监测项目	永太村水井 (白家、潜水)	大张屯水井 (马家、潜水)	厢房屯水井 (韩家、潜水)	高华尖屯水井 (任家、潜水)	标准限值
K ⁺	2.46	2.78	2.45	2.72	-
Na ⁺	51.7	59.4	62.4	57.9	≤200
Ca ²⁺	44.5	48.7	53.7	49.8	-
Mg ²⁺	9.43	10.2	11.8	10.1	-
HCO ₃ ⁻	201	224	246	231	-

CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	48.9	51.7	49.3	44.6	-
SO ₄ ²⁻	34.7	42.9	37.2	35.1	-
pH	7.9	7.8	7.7	7.8	6.5~8.5
总硬度	151	164	183	167	≤450
溶解性总固体	468	522	555	515	≤1000
耗氧量	2.0	2.1	2.0	1.9	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.517	0.574	0.539	0.612	≤1.0
硝酸盐	2.61	2.38	2.18	2.79	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.249	0.201	0.205	0.197	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.05
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.05
铁	0.28	0.29	0.27	0.28	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.12	0.07	0.13	0.11	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.01
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	11	12	10	14	≤100

续表4.3-5 地下水监测结果 单位: mg/L, pH 无量纲

监测项目	前围子水井 (王家、潜水)	团结村水井 (李家、潜水)	前围子水井 (房家、承压水)	团结村水井 (庞家、承压水)	标准限值
K ⁺	2.15	2.78	1.07	1.12	-
Na ⁺	53.7	54.3	41.5	43.5	≤200
Ca ²⁺	42.9	48.8	33.6	36.2	-
Mg ²⁺	9.97	9.45	7.56	7.17	-
HCO ₃ ⁻	214	231	179	181	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	46.5	45.5	30.8	32.5	-
SO ₄ ²⁻	37.7	34.7	23.6	27.9	-
pH	7.8	7.7	7.5	7.4	6.5~8.5
总硬度	149	161	116	120	≤450

溶解性总固体	481	507	375	390	≤1000
耗氧量	2.2	2.0	1.7	1.6	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.578	0.514	0.464	0.475	≤1.0
硝酸盐	2.63	1.98	1.54	1.73	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.242	0.207	0.161	0.172	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.05
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.05
铁	0.28	0.26	0.21	0.22	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.07	0.10	0.03	0.04	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.01
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	13	11	8	9	≤100

表 4.3-6 地下水水位统计结果

序号	点位	井深 (m)	水位 (m)	功能	类型
D1	史家围子水井	15	125.0	灌溉、养殖	潜水
D2	史家围子水井	85	126.8	灌溉、养殖	承压水
D3	钱家屯水井	25	124.9	灌溉、养殖	潜水
D4	唐花马屯水井	13	124.5	灌溉、养殖	潜水
D5	永太村水井	15	123.5	灌溉、养殖	潜水
D6	大张屯水井	18	123.2	灌溉、养殖	潜水
D7	厢房屯水井	20	124.3	灌溉、养殖	潜水
D8	高华尖屯水井	22	123.5	灌溉、养殖	潜水
D9	前围子水井	15	122.8	灌溉、养殖	潜水
D10	团结村水井	20	122.5	灌溉、养殖	潜水
D11	团结村水井	110	125.8	灌溉、养殖	承压水
D12	大张屯水井	85	125.9	灌溉、养殖	承压水
D13	小张屯水井	15	124.8	灌溉、养殖	潜水
D14	永吉村水井	12	122.8	灌溉、养殖	潜水
D15	嘎楼窝棚水井	18	122.5	灌溉、养殖	潜水
D16	花尔村	15	122.6	灌溉、养殖	潜水
D17	杨玉山屯水井	15	123.5	灌溉、养殖	潜水

D18	何大玉屯水井	15	123.8	灌溉、养殖	潜水
D19	公民村水井	18	124.0	灌溉、养殖	潜水
D20	李文翠水井	15	129	灌溉、养殖	潜水
D21	林场屯水井	15	123.9	灌溉、养殖	潜水
D22	万年屯水井	60	126.5	灌溉、养殖	承压水
D23	七井子村水井	70	126.5	灌溉、养殖	承压水
D24	下洼子屯水井	65	125.0	灌溉、养殖	承压水

(5) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ ($\text{Na} + \text{K}$)、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 将Meq（毫克当量）百分数大于25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共49类。舒卡列夫分类表见表4.3-7。

表4.3-7 舒卡列夫分类表

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	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为4组：A组矿化度 $<1.5\text{g/L}$ ，B组 $1.5-10\text{g/L}$ ，C组 $10-40\text{g/L}$ ，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 $\text{HCO}_3^- > 25\%\text{Meq}$ ，阳离子有Ca大于 $25\%\text{Meq}$ 。

根据本工程地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值，进而计算各离子Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，具体见下表4.3-8和表4.3-9。

表4.3-8 承压水水化学类型分类表

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)	相对误差 (%)	矿化度 (g/L)
史家围子水井（周家、承压水）	K^+	0.032	0.714	4.452	1.70	0.34
	Na^+	1.939	43.559			
	Ca^{2+}	1.860	41.781			
	Mg^{2+}	0.621	13.946			
	HCO_3^-	-3.148	68.345	-4.605		
	CO_3^{2-}	0.000	0.000			

	Cl ⁻	-0.906	19.667			
	SO ₄ ²⁻	-0.552	11.988			
前围子水井 (房家、承压水)	K ⁺	0.027	0.662	4.142	1.94	0.32
	Na ⁺	1.804	43.565			
	Ca ²⁺	1.680	40.562			
	Mg ²⁺	0.630	15.211			
	HCO ₃ ⁻	-2.934	68.146	-4.306		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.880	20.436			
	SO ₄ ²⁻	-0.492	11.418			
团结村水井 (庞家、承压水)	K ⁺	0.029	0.664	4.328	1.70	0.33
	Na ⁺	1.891	43.704			
	Ca ²⁺	1.810	41.825			
	Mg ²⁺	0.598	13.807			
	HCO ₃ ⁻	-2.967	66.276	-4.477		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.929	20.741			
	SO ₄ ²⁻	-0.581	12.983			

表 4.3-9 潜水水化学类型分类表

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克 当量合计 (mg/L)	相对误差 (%)	矿化度 (g/L)
史家围子水井 (张家、潜水)	K ⁺	0.065	1.147	5.676	2.16	0.43
	Na ⁺	2.426	42.741			
	Ca ²⁺	2.335	41.137			
	Mg ²⁺	0.850	14.975			
	HCO ₃ ⁻	-3.803	64.168	-5.927		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.357	22.897			
	SO ₄ ²⁻	-0.767	12.935			
厢房屯水井 (韩家、潜水)	K ⁺	0.063	0.975	6.444	1.80	0.46
	Na ⁺	2.713	42.101			
	Ca ²⁺	2.685	41.665			
	Mg ²⁺	0.983	15.259			
	HCO ₃ ⁻	-4.033	64.874	-6.216		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.409	22.659			
	SO ₄ ²⁻	-0.775	12.467			
钱家屯水井 (陈家、潜水)	K ⁺	0.051	0.817	6.181	1.48	0.46
	Na ⁺	2.617	42.344			
	Ca ²⁺	2.555	41.335			
	Mg ²⁺	0.958	15.504			

	HCO ₃ ⁻	-3.951	62.053	-6.367		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.451	22.797			
	SO ₄ ²⁻	-0.965	15.150			
唐花马屯水井 (孙家、潜水)	K ⁺	0.058	1.011	5.705	2.23	0.43
	Na ⁺	2.330	40.850			
	Ca ²⁺	2.425	42.508			
	Mg ²⁺	0.892	15.630			
	HCO ₃ ⁻	-3.852	64.582	-5.965		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.309	21.937			
	SO ₄ ²⁻	-0.804	13.481			
永太村水井 (白家、潜水)	K ⁺	0.063	1.185	5.322	0.87	0.39
	Na ⁺	2.248	42.239			
	Ca ²⁺	2.225	41.810			
	Mg ²⁺	0.786	14.766			
	HCO ₃ ⁻	-3.295	60.849	-5.415		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.397	25.801			
	SO ₄ ²⁻	-0.723	13.350			
大张屯水井 (马家、潜水)	K ⁺	0.071	1.200	5.939	0.87	0.44
	Na ⁺	2.583	43.486			
	Ca ²⁺	2.435	41.001			
	Mg ²⁺	0.850	14.312			
	HCO ₃ ⁻	-3.672	60.766	-6.043		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.477	24.444			
	SO ₄ ²⁻	-0.894	14.790			
高华尖屯水井 (任家、潜水)	K ⁺	0.070	1.178	5.919	1.08	0.43
	Na ⁺	2.517	42.532			
	Ca ²⁺	2.490	42.069			
	Mg ²⁺	0.842	14.220			
	HCO ₃ ⁻	-3.787	65.377	-5.792		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.274	21.999			
	SO ₄ ²⁻	-0.731	12.624			
前围子水井 (王家、潜水)	K ⁺	0.055	1.027	5.366	2.33	0.41
	Na ⁺	2.335	43.513			
	Ca ²⁺	2.145	39.976			
	Mg ²⁺	0.831	15.484			

	HCO ₃ ⁻	-3.508	62.399	-5.622		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.329	23.631			
	SO ₄ ²⁻	-0.785	13.970			
团结村水井 (李家、潜水)	K ⁺	0.071	1.259	5.660	1.31	0.43
	Na ⁺	2.361	41.714			
	Ca ²⁺	2.440	43.112			
	Mg ²⁺	0.788	13.914			
	HCO ₃ ⁻	-3.787	65.181	-5.810		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.300	22.376			
	SO ₄ ²⁻	-0.723	12.443			

根据计算结果，监测点位的阴阳离子毫克当量的相对误差均小于 5%，可以认为本次离子监测结果阴阳离子是平衡的。

根据计算结果，监测点位的碳酸氢根离子、钠离子、钙离子毫克当量百分比大于 25%。监测点总矿化度小于 1.5g/L。所以本项目监测的地下水潜水化学类型为：HCO₃—Na+Ca，4-A型淡水。承压水化学类型为：HCO₃—Na+Ca，4-A型淡水。

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

评价因子为K⁺、Na⁺、Cl⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚类、石油类、菌落总数、总大肠菌群。

(2) 评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$$P_i = C_i / C_{si}$$

pH 的标准指数为：

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

c_i—第 i 个水质因子的实测浓度值，mg/L；

c_{si} —第 i 个水质因子的实测浓度值, mg/L; ;

pH_{sd} —pH 值标准规定的下限值;

pH_{su} —pH 值标准规定的上限值。

水质参数的标准指数 > 1 , 表明该水质参数超过了规定的水质标准, 已经不能满足使用要求。

(3) 评价标准

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

(4) 评价结果

地下水环境现状评价结果见表4.3-10。

表4.3-10 地下水环境现状评价结果表

项目	史家围子水井(张家、潜水)	史家围子水井(周家、承压水)	钱家屯水井(陈家、潜水)	唐花马屯水井(孙家、潜水)	永太村水井(白家、潜水)	大张屯水井(马家、潜水)
Na ⁺	0.28	0.22	0.30	0.27	0.26	0.30
Cl ⁻	0.19	0.13	0.20	0.18	0.20	0.21
SO ₄ ²⁻	0.15	0.11	0.19	0.15	0.14	0.17
pH	/	/	/	/	/	/
总硬度	0.35	0.28	0.39	0.37	0.34	0.36
溶解性总固体	0.51	0.40	0.55	0.52	0.47	0.52
耗氧量	0.73	0.60	0.70	0.77	0.67	0.70
挥发酚	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.59	0.50	0.56	0.60	0.52	0.57
硝酸盐	0.13	0.09	0.12	0.14	0.13	0.12
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.49	0.35	0.52	0.48	0.50	0.40
六价铬	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/
铁	0.93	0.73	0.97	0.90	0.93	0.97
汞	/	/	/	/	/	/

锰	1.30	0.50	0.80	1.30	1.20	0.70
镉	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.13	0.07	0.12	0.10	0.11	0.12

续表4.3-10 地下水环境现状评价结果表

项目	高华尖屯水井(任家、潜水)	前围子水井(王家、潜水)	团结村水井(李家、潜水)	前围子水井(房家、承压水)	团结村水井(庞家、承压水)	厢房屯水井(韩家、潜水)
Na ⁺	0.29	0.27	0.27	0.21	0.27	0.31
Cl ⁻	0.18	0.19	0.18	0.12	0.18	0.20
SO ₄ ²⁻	0.14	0.15	0.14	0.09	0.14	0.15
pH	/	/	/	/	/	/
总硬度	0.37	0.33	0.36	0.26	0.36	0.41
溶解性总固体	0.52	0.48	0.51	0.38	0.51	0.56
耗氧量	0.63	0.73	0.67	0.57	0.67	0.67
挥发酚	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.61	0.58	0.51	0.46	0.51	0.54
硝酸盐	0.14	0.13	0.10	0.08	0.10	0.11
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.39	0.48	0.41	0.32	0.41	0.41
六价铬	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/
铁	0.93	0.93	0.87	0.70	0.87	0.90
汞	/	/	/	/	/	/
锰	1.10	0.70	1.00	0.30	1.00	1.30
镉	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.14	0.13	0.11	0.08	0.11	0.10

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除锰外均满足

《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的Mn²⁺在CO₂作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

4.3.2.2 包气带污染现状调查

（1）调查点位

在可能造成地下水污染的已建井场开展包气带污染现状调查，调查点位见表4.3-11和附图8。

表4.3-11 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
V1	区域已建葡 72-斜 702 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点
V2	区域已建葡 72-斜 702 井场东侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
V3	葡一联合站	0~20cm、20~40cm	污染控制点
V4	葡一联合站东南 500m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
V5	葡北 8#转油站	0~20cm、20~40cm	污染控制点
V6	葡北 8#转油站东南 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点

（2）调查项目

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚。

（3）调查时间与频次

2023年1月9日进行一次性调查监测。

（4）监测结果

监测结果见表4.3-13。

表4.3-12 包气带监测结果 单位：mg/L（pH无量纲）

监测项目	2021.6.7			
	区域已建葡 72-斜 702 井场		区域已建葡 72-斜 702 井场东侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.3	8.1	7.9	8.2
铅	5.3	5.8	5.7	5.4
镉	0.14	0.17	0.15	0.11
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.17	0.13	0.18	0.10
石油类	0.19	0.11	0.17	0.16

砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0024	0.0030	0.0032	0.0028
铜	0.010	0.007	0.011	0.009
镍	0.08	0.10	0.11	0.07
锌	0.10	0.08	0.07	0.09
监测项目	葡一联合站		葡一联合站东南 500m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.2	8.0	7.7	7.8
铅	5.5	5.0	5.4	5.1
镉	0.17	0.12	0.16	0.10
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.12	0.16	0.10	0.14
石油类	0.16	0.18	0.14	0.13
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0027	0.0022	0.0029	0.0024
铜	0.008	0.010	0.007	0.009
镍	0.06	0.11	0.10	0.08
锌	0.07	0.08	0.09	0.11
监测项目	葡北 8#转油站		葡北 8#转油站东南 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.1	7.8	7.9
铅	5.1	5.7	5.4	5.2
镉	0.15	0.12	0.17	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.15	0.11	0.16	0.12
石油类	0.17	0.15	0.16	0.10
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0033	0.0020	0.0025	0.0028
铜	0.009	0.008	0.011	0.007
镍	0.07	0.09	0.10	0.08
锌	0.08	0.11	0.09	0.11

从表4.3-12中可以看出，评价区域内污染调查点浓度与清洁对照点相比没有

明显变化，说明评价区域内包气带有轻微程度污染。

4.3.3 地表水环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级B评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，本次工程分别引用《大庆油田有限责任公司第七采油厂2021年八井子乡区域管道安全隐患治理工程项目环境影响报告书》中大庆中环评价检测有限公司于2022年5月19日~21日对康家围子泡环境质量现状的监测数据，大庆中环评价检测有限公司于2022年12月17日~2022年12月18日对库里泡环境质量现状的监测数据。

(1) 监测点位

本次评价共布设2个地表水监测点康家围子泡、库里泡，监测点布设情况见表4.3-13。

表4.3-13 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系
W1	康家围子泡	葡78-65为水泡井场，位于康家围子泡内。
W2	库里泡	拟建葡174-更134东侧1.6km

(2) 监测因子

pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、COD_{Cr}。

(3) 监测频率

监测3天，每天1次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表4.3-14。

表4.3-14 地表水监测结果

监测时间	2022.05.19	2022.05.20	2022.05.21
监测点位	康家围子泡		
pH	7.9	8.0	8.1
COD _{Cr}	62	66	60
氨氮	0.464	0.481	0.475
石油类	0.01L	0.01L	0.01L
硫化物	0.0003L	0.0003L	0.0003L
挥发酚	0.01L	0.01L	0.01L
监测时间	2022.12.17	2022.12.18	
监测点位	库里泡		

pH (无量纲)		7.7	7.8
COD _{Cr} (mg/L)		67	64
氨氮 (mg/L)		0.484	0.479
石油类 (mg/L)		0.01L	0.01L
BOD ₅ (mg/L)		12.4	12.2
高锰酸盐指数 (mg/L)		3.8	3.9
总磷 (mg/L)		0.13	0.14
总氮 (mg/L)		1.68	1.72
溶解氧	02:00	6.5	8.0
	08:00	7.2	7.5
	14:00	8.3	8.4
	20:00	7.7	8.1
水温 (°C)	02:00	1.1	1.2
	08:00	1.2	1.4
	14:00	1.7	1.6
	20:00	1.3	1.1

4.3.3.2地表水现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{s,i}$$

式中：S_{ij}——评价因子i的水质指数，大于1表明该水质因子超标；

C_{ij}——评价因子i在j点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si}——评价因子i的水质评价标准限值，mg/L。

pH值指数计算公式如下：

当pH_j ≤ 7.0时

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

当pH_j > 7.0时

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

式中：S_{pH,j}——pH值的单项指数；

pH_j——j点pH值监测值；

pH_{su}——水质标准中pH值上限；

pH_{sd}——水质标准中pH值下限。

(2) 执行标准

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），没有关于康家围子泡功能区划。库里泡主导功能为过渡区，参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值。

(3) 评价结果

康家围子泡监测时段pH 7.9~8.1个pH单位、COD_{Cr}浓度为60~66mg/L、氨氮浓度为0.464~0.481mg/L、石油类、硫化物、挥发酚均为未检出，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），无关于康家围子泡功能区划，本次监测数据紧作为背景数据；库里泡监测时段库里泡环境质量除COD、BOD₅超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，本项目特征因子石油类未检出，根据现场调查可知COD、BOD₅超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

4.3.4 声环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 现状监测

(1) 监测布点

根据本项目井场布置情况，在项目所在区域共布设2个监测点，监测点布设见表4.3-16，具体监测点位见附图8。

表4.3-16 声环境质量现状监测点布设

序号	监测点	监测点坐标	备注
N1	魏家窝棚	124.898045 45.662736	拟建台 84-斜更 134 井东侧 0.478km
N2	邹子臣屯	124.852777 45.975881	拟建太 109-60 井南侧 0.446km
N3	小张屯	124.760643 45.865986	拟建葡 174-更 134 井南侧 0.25km

(2) 监测时间

监测时间：2023年1月9日-10日。

(3) 监测结果

声环境质量现状监测结果见表4.3-17。

表4.3-17 声环境质量现状监测结果表 单位：dB(A)

监测点位	2023年1月9日	2023年1月10日
------	-----------	------------

	昼间	夜间	昼间	夜间
魏家窝棚	46.3	43.4	46.5	43.1
邹子臣屯	47.0	44.0	47.1	44.2
小张屯	46.3	43.4	46.5	43.1

4.3.4.2 现状评价及结果

由上表可知，魏家窝棚、邹子臣屯、小张屯昼间和夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1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

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土、草甸土。

（1）草甸土

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。

草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。

草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有菱菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

（2）黑钙土

黑钙土为主要土类，分为碳酸盐草甸黑钙土和碳酸盐黑钙土。成土母质主要是第四纪沉积物，成土过程主要有腐殖质积累和钙质聚积，附加上草甸化过程。黑土层一般20~40cm，下层有明显的钙积层和石灰反应。有机质含量为2.14~2.17%，全氮含0.13~0.18%，速效磷5ppm~9.5ppm，潜在肥力较高，施肥见效快，适于种植多种作物。

4.3.5.2 土壤理化性调查

本次土壤理化性调查数据委托大庆中环评价检测有限公司于2023年1月9日对评价区域内土壤理化性质进行监测调查，详见表4.3-18，土体构型见表4.3-19。

表4.3-19 土壤理化性质调查表

时间	2023.01.09		
点号	拟建葡652-斜更p83井场永久占地内		
经纬度	124.7535891 46.035880		
层次	0-50cm	50-150cm	150-300cm



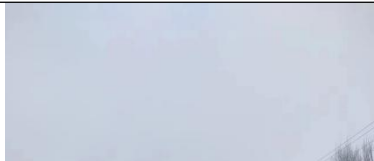

现场记录	颜色	黄褐色	褐色	褐色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.85	8.02	7.93
	阳离子交换量(cmol+/kg)	13.1	11.9	12.6
	氧化还原电位 (mv)	185	202	193
	饱和导水率(mmm/min)	1.197	1.230	1.202
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31	1.36	1.34
	孔隙度(%)	50.6	48.7	49.4
点号		拟建葡174-更134永久占地内		
经纬度		124.753290 45.872908		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄褐色	褐色	褐色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.97	7.79	7.87
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.7	10.9	12.0
	氧化还原电位 (mv)	188	209	194
	饱和导水率(mmm/min)	1.244	1.174	1.193
	土壤容重 (g/cm ³)	1.50	1.45	1.48
	孔隙度(%)	43.4	45.3	44.2

续表4.3-19 土壤理化性质调查表



时间	2023.01.09		
点号	拟建台84-斜更134井场占地内	拟建太109-60井场西侧200m耕地	拟建葡90-更46井场北侧200m草地
经纬度	124.895157 45.664531	124.833856 45.976407	124.670181 45.945868
层次	0-20cm	0-20cm	0-20cm

现场记录	颜色	黄褐色	黄褐色	黄褐色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	植物根系	植物根系
实验室测定	pH 值	7.88	7.84	7.81
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.1	11.7	12.6
	氧化还原电位 (mv)	201	186	184
	饱和导水率(mmm/min)	1.142	1.119	1.114
	土壤容重 (g/cm ³)	1.43	1.40	1.49
	孔隙度(%)	46.0	47.2	43.8

表4.3-19 土体构型（土壤剖面）表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建 葡 652- 斜更 p83井 场永 久占 地内	 <p>经度: 124.735891 纬度: 46.035880 地址: 黑龙江省大庆市大同区葡北1号 聚驱实验站 备注: t1</p>		0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m面状结构 壤土
拟建 葡 174- 更134			0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m面状结构 壤土

永久 占地 内			 <p>经度: 124.753290 纬度: 45.872908 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山 屯 备注: t7</p>
拟建 台84- 斜更 134井 场占地 内	 <p>经度: 124.895132 纬度: 45.664527 地址: 黑龙江省大庆市肇源县魏家窝棚 备注: 拟建台 84-134</p>	/	<p>0-0.2m 面状结构 壤土</p>  <p>经度: 124.895157 纬度: 45.664531 地址: 黑龙江省大庆市肇源县魏家窝棚 备注: 拟建台 84-134</p>
点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建 太 109- 60井 场西 侧 200m 耕地	 <p>经度: 124.833897 纬度: 45.976372 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山 屯 备注: t11</p>	/	<p>0-0.2m 面状结构 壤土</p>  <p>经度: 124.833856 纬度: 45.976407 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山 屯 备注: t11</p>

拟建 葡90- 更46 井场 北侧 200m 草地	 <p>经度: 124.670215 纬度: 45.945928 地址: 黑龙江省大庆市大同区213台 道唐花乌屯 备注: t14</p>	/	0-0.2m 面状结构 壤土  <p>经度: 124.670181 纬度: 45.945868 地址: 黑龙江省大庆市大同区黎帝 备注: t14</p>
注: 应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.3 土壤采样及监测

(1) 监测布点

土壤监测布点类型和数量按一级污染影响型,需要在永久占地范围内布设5个柱状点、2个表层点,占地范围外布设4个表层点。布点原则考虑评价范围内每种土壤类型设一个表层点(包括井场内、井场外草地、耕地等),一级改扩建项目应在现有工程厂界外可能产生影响的敏感目标处设点(包括井场外草地和耕地),本次土壤环境质量监测数据委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了监测。

通过现场调查,根据土壤类型和项目情况,确定本项目占地范围内共布设2个表层样监测点,7个柱状样监测点,取样深度:表层样采样深度0-0.2m;柱状样取样深度分别为:0-0.5m、0.5m-1.5m、1.5-3m。监测布点见表4.3-20,监测点位见附图8。

表 4.3-20 土壤现状监测点统计表

编号	监测点名称	经纬度坐标	执行标准	备注
S1	拟建葡 652-斜更 p83 井场永久占地内	124.73292, 46.03601	《土壤环境质量 草地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值	采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S2	葡二联合站永久占地内	124.72903,46.01378		采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	拟建葡 71-斜更 652 井场永久占地内	124.68552, 45.99568		采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	拟建葡 86-更	124.73998, 45.97424		采取柱状样,在

	832井场永久占地内			0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	拟建葡 65-斜 672井场永久占地内	124.67717, 46.01573		采取柱状样, 在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	台肇联转油站永久占地内	124.88250,45.67982		采取柱状样, 在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S7	拟建葡 174-更 134 永久占地内	124.75259, 45.87360		采取柱状样, 在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S8	太南 2#注水站永久占地内	124.86477,45.989396		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S9	拟建台 84-斜 更 134 井场占地内	124.88788, 45.66382		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S10	钱家屯土壤	124.705929,46.00849	《土壤环境质量 建设用 地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S11	拟建太 109-60 井场西侧 200m 耕地	124.83477,45.97747		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S12	台肇 14 阀组 间南侧 200m 耕地	124.89076,45.65964	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）中的筛选值	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S13	拟建葡 86-更 832 东侧 200m 草地	124.73998, 45.97424		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S14	拟建葡 90-更 46 井场北侧 200m 草地	124.66956, 45.94240		采取表层样, 在 0~0.2m 取样

(3) 监测项目

1#~10#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C₁₀-C₄₀）。共47项。

11#~14#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀），共10项。

（4）监测时间及频率

监测频率：2023年1月9日一次性采样。

（5）监测结果

土壤监测结果见表4.3-21。

表4.3-21 建设用地土壤环境监测结果（重金属和无机物） 单位：mg/kg（pH无量纲）

序号	监测项目	监测点位					
		拟建葡 652-斜更 p83 井场永久占地内			葡二联合站永久占地内		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.85	8.02	7.93	8.12	7.97	8.05
2	镉（Cd）	0.07	0.11	0.08	0.09	0.10	0.07
3	汞（Hg）	0.021	0.017	0.014	0.018	0.020	0.015
4	砷（As）	3.24	3.33	3.27	3.31	3.26	3.32
5	铅（Pb）	15	21	18	17	14	19
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	16	14	19	18	17	15
8	镍（Ni）	21	24	20	19	25	18
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		拟建葡 71-斜更 652 井场永久占地内			拟建葡 86-更 832 井场永久占地内		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.84	7.75	7.92	7.91	7.83	8.03
2	镉（Cd）	0.07	0.09	0.11	0.08	0.10	0.06
3	汞（Hg）	0.015	0.022	0.018	0.019	0.015	0.016
4	砷（As）	3.29	3.35	3.24	3.34	3.29	3.30
5	铅（Pb）	16	19	17	15	19	18
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	14	12	16	18	11	15
8	镍（Ni）	18	24	22	21	26	20
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		拟建葡 65-斜 672 井场永久占地内			台肇联转油站永久占地内		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.87	7.92	7.79	8.07	7.85	7.90
2	镉（Cd）	0.07	0.11	0.09	0.08	0.10	0.07

3	汞 (Hg)	0.018	0.022	0.019	0.021	0.019	0.015
4	砷 (As)	3.31	3.26	3.35	3.37	3.31	3.29
5	铅 (Pb)	19	21	15	17	14	16
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	16	20	17	15	21	18
8	镍 (Ni)	22	19	24	23	20	17
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	拟建葡 174-更 134 永久占地内			太南 2#注 水站永久 占地内	拟建台 84- 斜更 134 井 场占地内	钱家屯 土壤
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-20cm	0-20cm	0-20cm
1	pH	7.97	7.79	7.87	8.12	7.88	7.81
2	镉 (Cd)	0.07	0.11	0.09	0.09	0.12	0.10
3	汞 (Hg)	0.020	0.016	0.018	0.018	0.022	0.017
4	砷 (As)	3.27	3.35	3.34	3.31	3.36	3.28
5	铅 (Pb)	16	20	17	19	22	16
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	17	21	15	18	20	17
8	镍 (Ni)	21	23	25	23	25	19
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表4.3-21建设用地土壤监测结果（挥发、半挥发有机物）单位：mg/kg（pH无量纲）

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S10#点			S1#~S10#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间, 对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出

17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

续表 4.3-21 农用地土壤监测结果表 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果			
	拟建太 109-60 井场 西侧 200m 耕地	台肇 14 阀组间 南侧 200m 耕地	拟建葡 86-更 832 东侧 200m 草地	拟建葡 90-更 46 井场 北侧 200m 草地
pH	7.94	7.68	8.02	7.81
镉 (Cd)	0.07	0.11	0.09	0.08
汞 (Hg)	0.019	0.020	0.015	0.016
砷 (As)	3.34	3.27	3.25	3.35
铅 (Pb)	14	22	19	20
铬 (Cr)	43	52	47	41
铜 (Cu)	14	18	12	13
镍 (Ni)	18	22	19	23
锌 (Zn)	49	55	61	52
石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出

4.3.5.4 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下:

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中: P_i -土壤中*i*种污染物污染指数;

C_i -土壤中*i*种污染物实测值 (mg/kg);

S_i -土壤中*i*种污染物评价标准 (mg/kg)。

(2) 评价标准

1#~10#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准;8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准,以及表2(其他项目)中第一类用地筛选值标准;9#~11#监测点位土壤执行《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农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准。

(3) 评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表4.3-22。农用地土壤环境质量现状评价结果见表4.3-23。

表4.3-22 建设用地土壤环境现状监测评价结果（重金属和无机物）

序号	监测项目	监测点位					
		拟建葡 652-斜更 p83 井场永久占地内			葡二联合站永久占地内		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.0011	0.0017	0.0012	0.0014	0.0015	0.0011
3	汞 (Hg)	0.0006	0.0004	0.0004	0.0005	0.0005	0.0004
4	砷 (As)	0.0540	0.0555	0.0545	0.0552	0.0543	0.0553
5	铅 (Pb)	0.0188	0.0263	0.0225	0.0213	0.0175	0.0238
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0009	0.0008	0.0011	0.0010	0.0009	0.0008
8	镍 (Ni)	0.0233	0.0267	0.0222	0.0211	0.0278	0.0200
9	石油烃	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	监测点位					
		拟建葡 71-斜更 652 井场永久占地内			拟建葡 86-更 832 井场永久占地内		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.0011	0.0014	0.0017	0.0012	0.0015	0.0009
3	汞 (Hg)	0.0004	0.0006	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004
4	砷 (As)	0.0548	0.0558	0.0540	0.0557	0.0548	0.0550
5	铅 (Pb)	0.0200	0.0238	0.0213	0.0188	0.0238	0.0225
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0008	0.0007	0.0009	0.0010	0.0006	0.0008
8	镍 (Ni)	0.0200	0.0267	0.0244	0.0233	0.0289	0.0222
9	石油烃	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	监测点位					
		拟建葡 65-斜 672 井场永久占地内			台肇联转油站永久占地内		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.0011	0.0017	0.0014	0.0012	0.0015	0.0011
3	汞 (Hg)	0.0005	0.0006	0.0005	0.0006	0.0005	0.0004
4	砷 (As)	0.0552	0.0543	0.0558	0.0562	0.0552	0.0548
5	铅 (Pb)	0.0238	0.0263	0.0188	0.0213	0.0175	0.0200
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0009	0.0011	0.0009	0.0008	0.0012	0.0010

8	镍 (Ni)	0.0244	0.0211	0.0267	0.0256	0.0222	0.0189
9	石油烃	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	拟建葡 174-更 134 永久占地内			太南 2# 注水站 永久占 地内	拟建台 84- 斜更 134 井 场占地内	钱家屯 土壤
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-20cm	0-20cm	0-20cm
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.0011	0.0017	0.0014	0.0014	0.0018	0.0015
3	汞 (Hg)	0.0005	0.0004	0.0005	0.0005	0.0006	0.0004
4	砷 (As)	0.0545	0.0558	0.0557	0.0552	0.0560	0.0547
5	铅 (Pb)	0.0200	0.0250	0.0213	0.0238	0.0275	0.0200
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0009	0.0012	0.0008	0.0010	0.0011	0.0009
8	镍 (Ni)	0.0233	0.0256	0.0278	0.0256	0.0278	0.0211
9	石油烃	/	/	/	/	/	/

续表4.3-22 土壤环境现状监测评价结果（挥发、半挥发有机物）

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S10#点			S1#~S10#点
1	四氯化碳	/	20	氯苯	/
2	氯仿	/	21	1,2-二氯苯	/
3	氯甲烷	/	22	1,4-二氯苯	/
4	1,1-二氯乙烷	/	23	乙苯	/
5	1,2-二氯乙烷	/	24	苯乙烯	/
6	1,1-二氯乙烯	/	25	甲苯	/
7	顺-1,2-二氯乙烯	/	26	间二甲苯+对二甲苯	/
8	反-1,2-二氯乙烯	/	27	邻二甲苯	/
9	二氯甲烷	/	28	硝基苯	/
10	1,2-二氯丙烷	/	29	苯胺	/
11	1,1,1,2-四氯乙烷	/	30	2-氯酚	/
12	1,1,2,2-四氯乙烷	/	31	苯并[a]蒽	/
13	四氯乙烯	/	32	苯并[a]芘	/
14	1,1,1-三氯乙烷	/	33	苯并[b]荧蒽	/
15	1,1,2-三氯乙烷	/	34	苯并[k]荧蒽	/
16	三氯乙烯	/	35	蒽	/
17	1,2,3-三氯丙烷	/	36	二苯并[a, h]蒽	/
18	氯乙烯	/	37	茚并[1,2,3-cd]芘	/

19	苯	/	38	萘	/
----	---	---	----	---	---

表 4.3-23 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	监测点位及监测结果			
	拟建太 109-60 井场 西侧 200m 耕地	台肇 14 阀组间南侧 200m 耕地	拟建葡 86-更 832 东侧 200m 草地	拟建葡 90-更 46 井 场北侧 200m 草地
镉 (Cd)	0.117	0.183	0.150	0.133
汞 (Hg)	0.006	0.006	0.004	0.005
砷 (As)	0.134	0.131	0.130	0.134
铅 (Pb)	0.082	0.129	0.112	0.118
铬 (Cr)	0.172	0.208	0.188	0.164
铜 (Cu)	0.140	0.180	0.120	0.130
镍 (Ni)	0.095	0.116	0.100	0.121
锌 (Zn)	0.163	0.183	0.173	0.173
石油烃	/	/	/	/

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状调查与评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本工程位于II-01-04松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省

生态功能区划》(黑政函〔2006〕75号), 本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区, 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区, 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本工程区生态功能区划见表4.3-28。

表4.3-28 本工程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
I-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积, 加大对漏斗区的回注, 防止漏斗区继续形成, 控制对水环境的影响, 科学发展农牧业

(2) 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查, 对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心, 采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为五类, 主要由耕地景观、草甸景观、水域景观和人工建筑景观构成。本项目区域土地利用现状图见附图3。

表4.3-29 评价区土地利用现状表

序号	土地类型	面积 (km ²)	占评价区面积比例 (%)
1	耕地景观	23.5	44.2
2	草甸景观	20.0	37.6
3	水域景观	7.3	13.7
4	人工建筑景观	2.4	4.5
5	合计	53.2	100

(3) 水土流失现状调查

根据根据《大庆市水土保持规划(2015~2030)》, 大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区, 本项目位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡, 肇源县头台镇属于市级水土流失重点治理区。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏, 地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀; 地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失; 弃土场处理不当引起的水土流失; 道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现

在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

（4）防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“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。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

本项目位于大庆市大同区，根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《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》，大同区属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

4.3.6.2 植被及生物多样性

本次植被及生物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

大庆市位于松嫩平原中部，地势低，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。

(1) 植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Aneurolepidium chinense*)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinellia tenuifolia*)等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼(*Equisetum hyemale*)、普通蓼(*Polygoeum manshuricum*)、野大豆(*Glycine soja*)、水车前(*Ottelia alimoides*)、狼爪瓦松(*Orostachys cartilaginosa*)等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆(*Samguisorba tenuifolia*)、柴胡(*Bupleurum scorzonerifolium*)、糙隐子草(*C. squarrosa*)等。

(2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、经济林和农田为主。

①草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原(*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛(*Leymus chinensis-Spodopogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛(*Leymus chinensis-Thalictretum simplex*)、羊草-拂子茅群丛(*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛(*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛(*Leymus chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛(*Leymus chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛(*Leymus chinensis-Artemisetum*)等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

盐生草甸植被：星星草草甸 (*Form. Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦 (*Hordeum brevisublatum*)、朝鲜碱茅 (*Puccinellia chinampoensis*)、碱地风毛菊 (*Saussurea runcinata*)、碱地肤 (*Kochia sieversiana var. suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。马蔺草甸 (*Form. Iris ensata*)。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草 (*Carex enervis*)、走茎苔草 (*C. reptabunda*)、寸草、羊草、赖草及芨芨草 (*Achnatherum splendens*)，其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸 (*Form. Suaedion glancae*)。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化的标志之一，在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育，否则植物稀疏。角碱蓬草甸 (*Form. Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

②经济林

在评价区内经济林主要为杨树林 (*Form. Populus canadensis*)。

杨树林是评价区人工防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

③农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

4.3.6.3 动物现状调查

(1) 陆生哺乳动物

评价区为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布

有小家鼠（*Mus musculus* L.）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。

（2）鸟类

本区人类生产活动频繁，因此鸟类的种类和分布亦较少。经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊（*P. picaserrica* Gould）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis* Evers）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis* Scopoli）等村栖型鸟类。

项目工程占地区无国家重点保护野生动物、无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

4.3.6.5 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，第七采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内草地及农田生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域农田生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，第七采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

在生产运营期，区块内油水井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到葡二联合油污水处理站处理，防止了污油污水污染周围生态环境，运行期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计

要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。区域内井场周边生态环境现状及区域内井场平整情况见图3.1-1。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

4.3.6.8 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以农田生态系统为主，为保护区域生态环境，第七采油厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对农田生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.4 区域环境污染源调查

4.4.1 大气污染源

建设项目位于农村地区，区域大气污染源主要来自农村居民生活燃用燃料（煤、植物秸秆等）排放的烟气，污染物主要为SO₂、NO_x及颗粒物等。

本项目区域分布有葡北10#转油站、葡北8#转油站、葡北15#转油站等项目依托场站及其下属计量间，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，转油站内加热炉排放的主要污染物为SO₂、NO_x及颗粒物等。项目区域无其他工业企业等环境污染源。

4.4.2 地表水污染源

建设项目评价区域地表水污染源，主要为村屯生活设施排放的生活污水、区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水体。

4.4.3 地下水污染源

建设项目评价区域地下水污染源，主要为区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物入渗地下水水体。

4.4.4 噪声污染源

建设项目评价区域空旷，无工业噪声污染源存在；区域声环境主要受道路交通噪声、农村生活噪声影响。

4.4.5 土壤污染源

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置和洗井水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有井场土壤的调查结果，得出在采油井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

5 环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

(1) 施工扬尘

本工程施工期间排放的废气主要是施工活动产生的扬尘。场站、井场、道路、管道施工和进出施工场地的运输车辆都会造成施工作业场所和道路沿线近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边30m范围以内影响较大。通过向施工现场洒水消尘，在运输和堆置过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物，施工场地设置围护等一系列环保措施，施工期场界扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

(2) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟气，焊接烟气中有毒有害气体成份主要为CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄等，其中以CO所占的比例最大，但由于项目施工期较短，产生的焊接烟气量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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

5.1.2 运营期大气环境影响预测与评价

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，春秋季相对湿度小。年降水量平均442mm，年最大降水量651.2mm。年平均气压：0.9944MPa。蒸发量：年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为63%。年平均气温3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温38.9℃。年平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s。全年主导风向不明显，西北风、西北北风（NW、NNW）、南风（S）的风频较高。全年风向玫瑰图见图5.1-1。

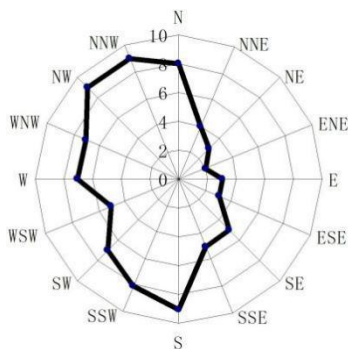


图5.1-1 全年风向玫瑰图

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为5.31t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约30%。本项目基建7口油井均为单井，选1口产能相对较大井场进行预测分析，即选取葡71-斜更652井进行预测。根据区块开发指标预测表，本项目葡71-斜更652产油量为1.8t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为1.4175g/kg，则葡71-斜更652井场非甲烷总烃逸散量为 $1.8 \times 2 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.0015\text{t/d}$ （0.064kg/h）。面源污染源参数见表5.1-1。

表5.1-1 面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
	东经	北纬								非甲烷总烃
葡71-斜更652	124.6834812	45.99491947	128	40	30	0	3	8760	连续	0.064

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表5.1-2。

表5.1-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9

最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

通过采用AERSCREEN软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析，面源预测结果见表5.1-3。

表5.1-3 面源预测估算模型计算结果表

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	90.0470	4.5023
100.0	76.3940	3.8197
200.0	56.4260	2.8213
300.0	46.5420	2.3271
400.0	40.1400	2.0070
500.0	34.9890	1.7494
600.0	30.6680	1.5334
700.0	27.0180	1.3509
800.0	24.0080	1.2004
900.0	21.9680	1.0984
1000.0	19.7240	0.9862
1200.0	16.2280	0.8114
1400.0	13.6580	0.6829
1600.0	11.7080	0.5854
1800.0	10.1870	0.5093
2000.0	8.9747	0.4487
2500.0	6.8216	0.3411
3000.0	5.4250	0.2712
3500.0	4.4571	0.2229
4000.0	3.7529	0.1876
4500.0	3.2210	0.1610
5000.0	2.8072	0.1404
10000.0	1.1214	0.0561

11000.0	0.9872	0.0494
12000.0	0.8787	0.0439
13000.0	0.7892	0.0395
14000.0	0.7145	0.0357
15000.0	0.6513	0.0326
20000.0	0.4422	0.0221
25000.0	0.3272	0.0164
下风向最大浓度	90.1200	4.5060
下风向最大浓度出现距离	52.0	52.0
D10%最远距离	/	/

(2) 污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。

本项目大气污染物有组织排放量核算表见5.1-4、无组织排放量核算表见5.1-5。

表5.1-4 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/ (mg/m ³)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
一般排放口					
1	葡北8#转油站	颗粒物	10.8	0.00016	0.0014
		SO ₂	13	0.00018	0.0016
		NO _x	77	0.00110	0.0096
2	葡北 10#转油站	颗粒物	9.5	0.00001	0.0001
		SO ₂	14	0.00001	0.0001
		NO _x	67	0.00006	0.0005
3	葡北15#转油站	颗粒物	11.9	0.00010	0.0009
		SO ₂	15	0.00014	0.0012
		NO _x	79	0.00070	0.0061
4	台肇联转油站	颗粒物	9.8	0.00001	0.0001
		SO ₂	14	0.00001	0.0001
		NO _x	80	0.00005	0.0004
5	敖联脱水站	颗粒物	9.0	0.00006	0.0005
		SO ₂	13	0.00008	0.0007
		NO _x	68	0.00041	0.0036
6	葡一联脱水站	颗粒物	8.4	0.00007	0.0006
		SO ₂	14	0.00011	0.0010
		NO _x	76	0.00062	0.0054

7	葡二联脱水站	颗粒物	11.8	0.00001	0.0001
		SO ₂	16	0.00002	0.0002
		NO _x	78	0.00011	0.0010
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.0037
		SO ₂			0.0049
		NO _x			0.0266

表5.1-5 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 (μg/m ³)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相关标准要求	4.0	5.32
2	场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			5.32

本项目大气污染物年排放量核算见表5.1-6。

表5.1-6 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.0049
2	NO _x	0.0266
3	颗粒物	0.0037
4	非甲烷总烃	5.32

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（3）大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的8.7.5条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准

详解》中标准限值，故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。

(4) 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，根据预测分析，本项目井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 90.12 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 4.506%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0 mg/m^3 标准限值，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。

项目大气环境影响评价自查表见表5.1-7。

表5.1-87 大气环境影响评价自查表

工作内容		第七采油厂 2023 年局部注采系统调整产能建设地面工程项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	$\geq 2000\text{t/a}$ <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物） 其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2022) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		

	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 \leq 100% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率 $>$ 100% <input type="checkbox"/>	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 \leq 10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率 $>$ 10% <input type="checkbox"/>
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 \leq 30% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率 $>$ 30% <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长() h	C _{非正常} 占标率 \leq 100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率 $>$ 100% <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>		C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体变化情况	k \leq -20% <input type="checkbox"/>		K $>$ -20% <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: (/)		监测点位数 (/)	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距()厂界最远() m			
	污染源年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a	VOCs: (5.32) t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”; “()”为内容填写项					

5.2 水环境影响预测与评价

5.2.1 地表水环境影响分析

本工程井场区域内康家围子泡、库里泡, 本项目葡 78-65 为水泡井场位于康家围子泡上, 康家围子泡水域面积约 17.4km², 主要为雨水汇集泡。本项目拟建葡 174-更 134 东侧 1.6km 为库里泡, 库里泡水域面积约 55.7km²。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是管线试压废水及生活污水, 污染因子主要为石油类、氨氮。

运营期产生的废水主要为作业废水、清防蜡废水、油田采出液中分离的含油污水, 污染因子为石油类。

5.2.1.1 施工期水环境影响分析

(1) 试压废水

本项目施工期管线试压废水由罐车集中收集拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理后回注油层, 不外排, 不会对周边地表水环境产生影响。

(2) 生活污水

本项目施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场周边阀组间内已建防渗旱厕,

定期进行清掏堆肥，不会对周边环境产生影响。

5.2.1.2 运营期水环境影响分析

(1) 产液分离水对地表水环境影响

产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，正常情况下经各转油站集输系统分别输送至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理后回注油层；清防蜡废水直接进入集输系统，油井作业污水由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

葡一联含油污水处理站采用“一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求；葡二联含油污水处理站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求；葡三联含油污水处理站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求。

根据大庆中环评价检测有限公司于2023年1月日-10日对葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站的监测结果可知（见附件），处理后的污水处理后满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不会对地表水体产生影响。

本项目运营期依托场站不新增值班人员，无新增生活污水。综上所述，项目正常状况下施工期和运行期产生的废水均能得到合理处置，不会对周围地表水环境产生污染影响。

(2) 作业废水和清防蜡废水对地表水环境影响

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为油井作业污水、地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据工程分析可知：

①油井洗井采用化学加药清蜡为主，高压蒸汽热洗为辅。即为防止油井结蜡影响生产，定期向油井加清防蜡剂，在清防蜡剂效果不好时，采用高压蒸汽热洗装置对油井进行热洗，清防蜡剂或热洗水均进入集油流程，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

②油井修井作业过程中产生的污油污水经罐车进行回收，使作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，然后通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联污水处理站，污水处理后满足《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不会对地表水体产生影响。

③作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表水体较

近油井井场四周设置围堰，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染周边地表水环境。

④在作业时井场铺设防渗布，并设置围堰，围堰建设高度30cm，宽度40cm，材料为粘土夯筑，井下作业需避开雨天，作业结束后及时平整井场并收集落地油等，采取以上措施后，本项目作业废水不会对周边地表水环境产生影响。

5.2.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.2.1 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期产生的废水主要为管线试压废水和施工人员产生的生活污水，管线试压废水较清洁，由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理后回注，不外排，本项目施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。通过采取上述措施，项目施工期不会对地下水环境造成影响。

5.2.2.2 不达标废水回注对地下水影响分析

本项目运营期产液废水分别依托至葡一联、葡二联、葡三联污水站进行处理，根据验收监测结果，污水站出水指标满足标准要求，污水站对各项指标进行日常监测记录，对不满足标准的废水将输送至污水沉降罐进行再处理，直至达标后输送至对应注水站回注地下油层，不会发生不达标废水回注情况。

5.2.2.3 油井套管破损对地下水环境影响预测与评价

本项目正常运行不会对地下水环境产生影响，非正常工况下对地下水环境构成污染的污染源主要为集输管线泄漏；井喷、井漏、原油泄漏对地下水的影响。

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。本工程单口油井最大产油量为1.8t/d，根据大庆油田多年统计数据，油井套管发生泄漏源强以单井每天的产油量10%计，即180kg/d。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

预测因子选取项目特征污染物石油类。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

连续注入示踪剂—平面连续点源

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

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

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x, y, t)——t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——承压含水层的厚度，m；

m_t ——单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

U——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T ——横向 y 方向的弥散系数 m^2/d ；

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，承压水地下水流速度 0.071m/d；根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数 0.5 m^2/d ，横向弥散系数 0.02 m^2/d ，有效孔隙度为 0.35，水力坡度 I=0.3%，承压含水层厚度采用 55m，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

集油管道泄漏100d、1000d对地下水的影响预测结果见表5.2-1、图5.2-1~5.2-2。

表5.2-1 油井套管石油类泄露对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	最远影响距离	影响面积
石油类	100天	53m	56m	1508 m^2
	1000天	214m	224m	15060 m^2
	5000天	664m	688m	84000 m^2

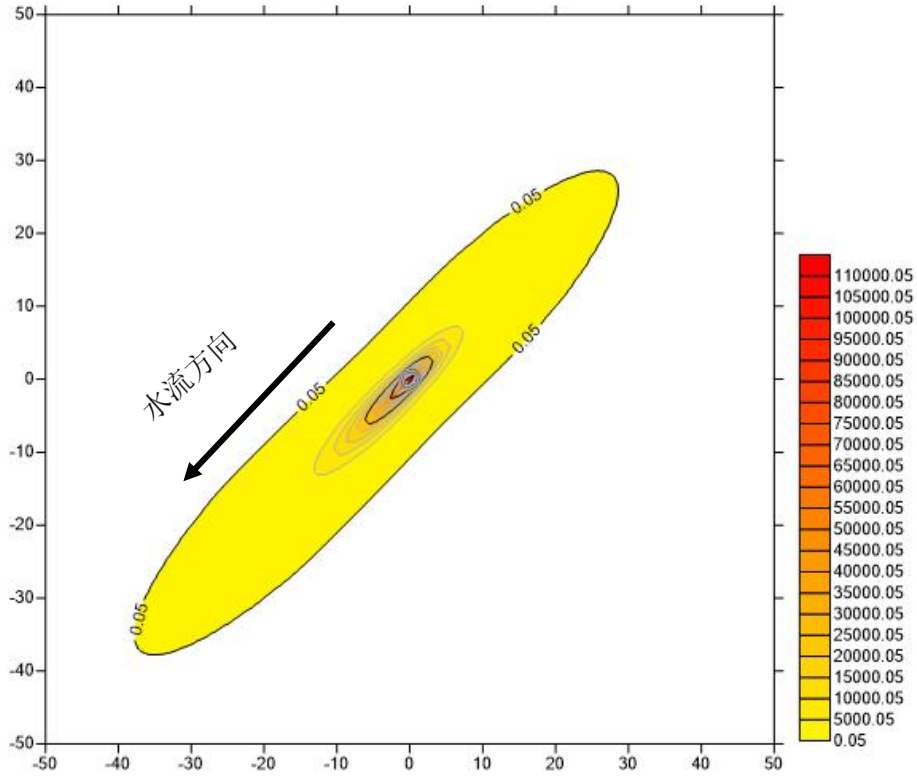


图 5.2-1 油井套管石油类泄漏 100d 预测范围示意图

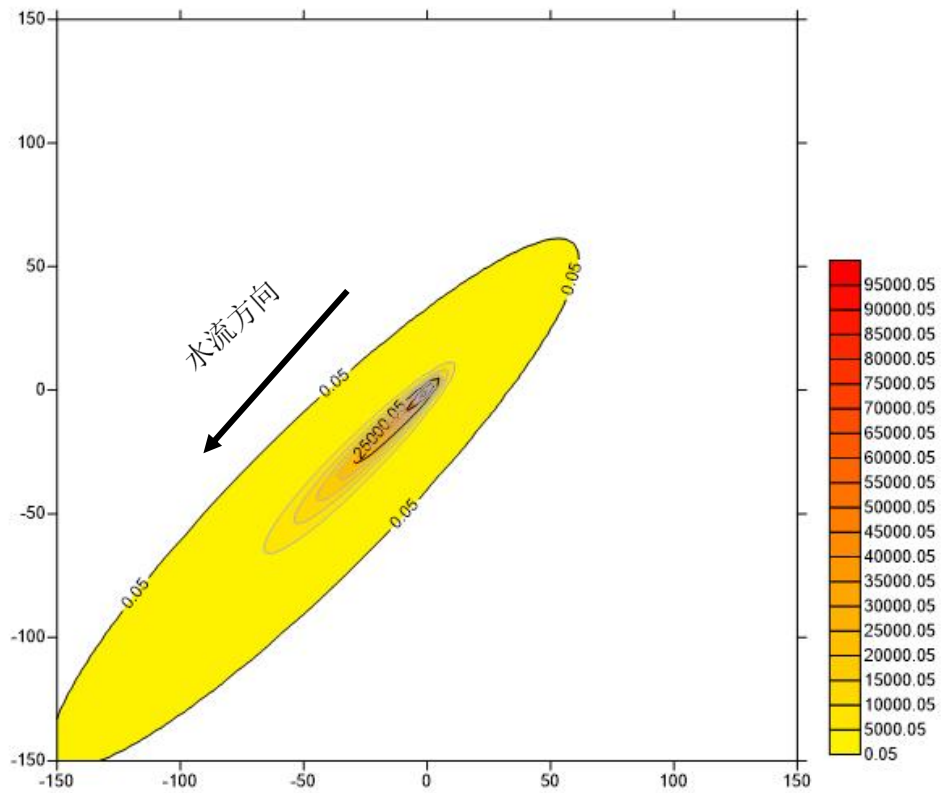


图 5.2-2 油井套管石油类泄漏 1000d 预测范围示意图

水流方向

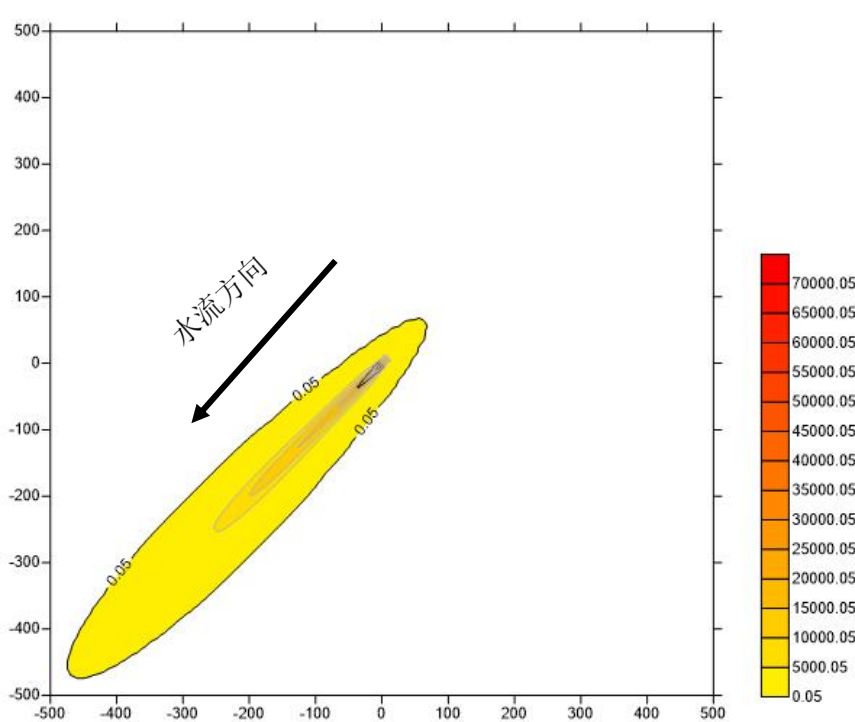


图 5.2-2 油井套管石油类泄漏 5000d 预测范围示意图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 53m，影响距离为下游 56m，预测范围内超标面积为 1508m²；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 214m，影响距离为下游 224m，预测范围内超标面积为 15060m²；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 664m，影响距离为下游 688m，预测范围内超标面积为 84000m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。本项目下游 688m 范围内无饮用水井，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

5.2.2.4 集油管线泄漏事故对地下水环境影响

(1) 泄漏源强

事故情况下集油管线泄漏主要影响潜水层位，本项目单井产油量最大为 1.8t/d，假设其集油管线发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以油井产油量的 10%计，由于集油管线设有实时监控系統，在 1h 内可发现泄漏状况，采取关闭阀组等措施，其泄漏原油量 7.5kg。

(2) 预测因子

预测因子选取项目特征污染物石油类。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并

处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：x, y--计算点处的位置坐标；

t--时间，d；

C (x, y, t) --t 时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M--含水层的厚度，m；

m_M--长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

U--水流速度，m/d；

n_e--有效孔隙度，无量纲；

D_L--纵向弥散系数，m²/d；

D_T--纵向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(4) 参数选择

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定区域地下水纵向弥散系数 0.5m²/d，横向弥散系数 0.01m²/d，渗透系数 K 为 5m/d，潜水地下水流速度 0.005m/d，潜水含水层厚度 5m，有效孔隙度为 0.35，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

表5.2-3 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	下游最大浓度	超标最远距离	最远影响距离	影响面积
石油类	100天	1421.2mg/L	47m	50m	1421.2mg/L
	1000天	142.12mg/L	132m	144m	142.12mg/L
	5000天	28.42mg/L	277m	308m	28.42mg/L

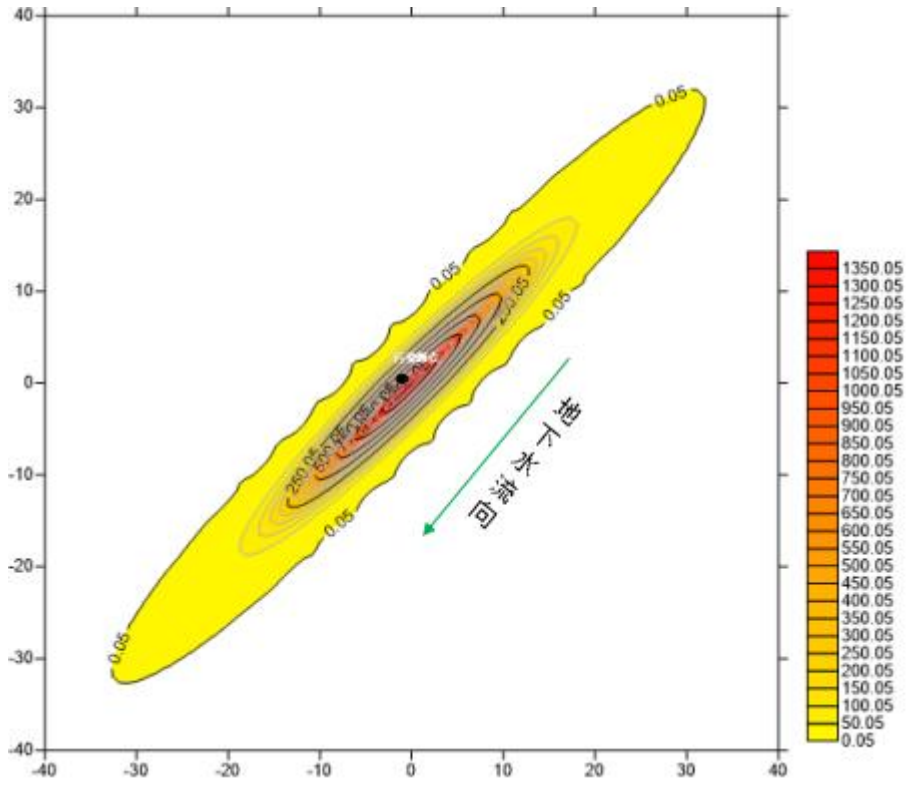


图 5.2-3 集油管道石油类泄漏 100d 预测范围示意图

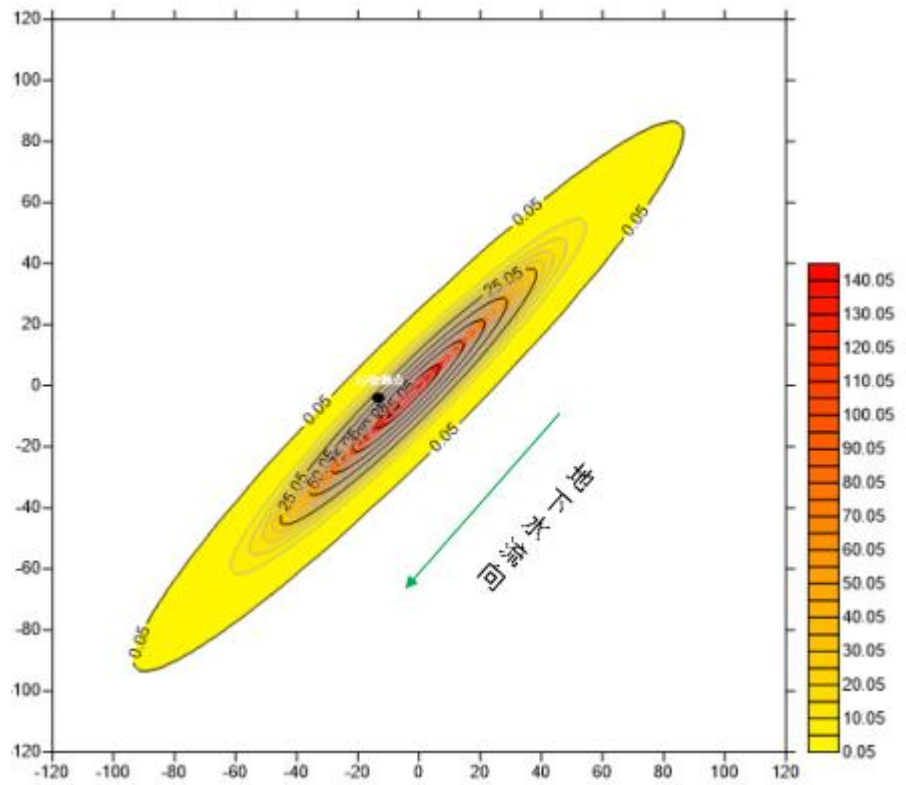


图 5.2-4 集油管道石油类泄漏 1000d 预测范围示意图

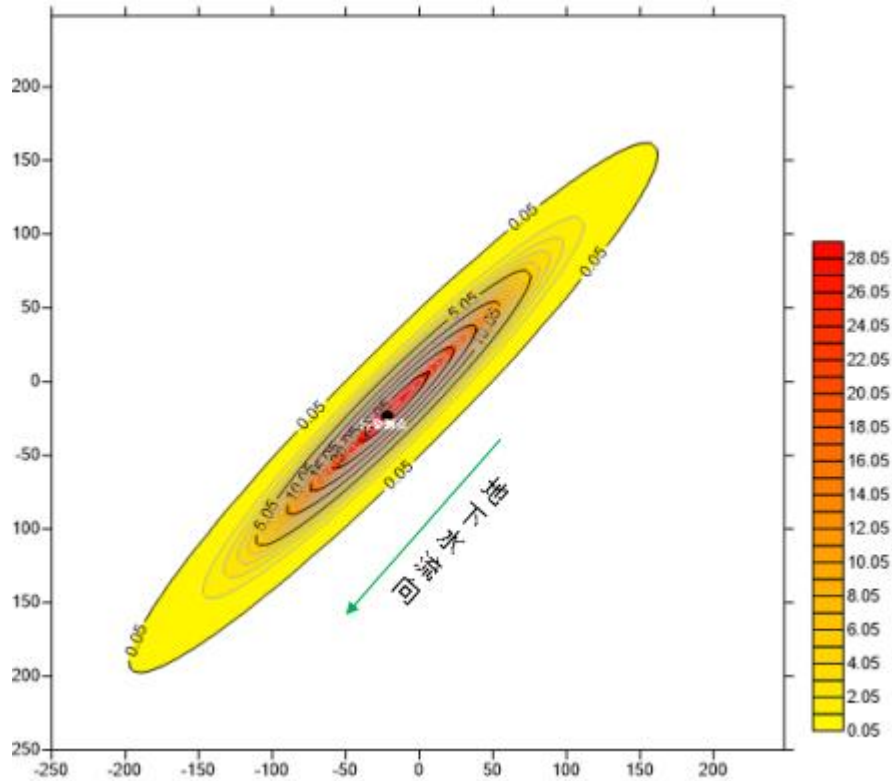


图 5.2-4 集油管道石油类泄漏 5000d 预测范围示意图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：1421.2mg/L，超标距离最远为 47m，影响距离最远为下游 50m；集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：142.12mg/L，超标距离最远为 132m，影响距离最远为下游 144m；集油管道泄漏 5000d 后，下游最大浓度为：28.42mg/L，超标距离最远为 277m，影响距离最远为下游 308m，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。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。

5.2.2.5 地下水环境影响评价结论

本工程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无影响，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控措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

5.3 声环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程运营期噪声源主要是抽油机机械噪声及依托场站设备运行过程中产生的噪声。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在 5 dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.3.1 施工期声环境影响分析

1、主要噪声源强

本工程施工期对声环境的影响主要是由地面建设施工机械、车辆造成的，主要噪声源包括挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等。

2、噪声源特点

施工设备中包含固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围环境中，源强也在传播过程中随距离的增加而衰减。

3、影响预测

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，利用噪声衰减公式对各种施工机械产生的噪声衰减情况进行计算，根据计算结果阐述施工噪声对周围环境的影响，噪声衰减公式如下：

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

式中： L_p ——距声源R米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{p0} ——距声源参考距离 R_0 米处的参考声级，dB(A)；

m ——声源个数。

施工机械噪声衰减结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	200m	300m	400m
压路机	86	72.1	66.0	60.0	56.5	54.0
运输车	86	72.1	66.0	60.0	56.5	54.0
推土机	85	71.1	65.0	59.0	55.5	53.0
挖掘机	86	72.1	66.0	60.0	56.5	54.0
吊管机	73	59.1	53.1	47.1	43.6	41.1
电焊机	73	59.1	53.1	47.1	43.6	36.3
搅拌机	73	59.1	53.1	47.1	43.6	36.3

由表5.3-1可以看出，主要施工机械在100m以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中昼间限值不超过70dB（A）的要求，本项目新建道路及管线工程等夜间均不施工，本项目距离施工井场和管线最近的声环境保护目标主要是拟建葡174-更134井南侧0.25km的小张屯，管线施工场地距离村屯较近，施工活动及运输车辆可能会对钱家屯产生一定影响，为避免对村屯声环境产生显著不良影响。采取如下声环境保护措施：

（1）合理安排施工进度，减少施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪

声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；

(2) 在靠近村屯施工时应尽量避免夜间施工；可考虑临时安装隔声屏障，不可避免需要夜间施工时，应向周边工厂企业和居住点进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；

(3) 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；

(4) 施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响；

(5) 施工前对声环境敏感目标住户进行通知公告，取得村民谅解方可进行施工，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；

(6) 尽可能选用声功率小的低噪声的施工设备；

(7) 运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。

通过采取以上措施，本工程施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.3.2 运营期声环境影响预测与评价

(1) 声源源强

本项目运营期噪声源主要是抽油机机械噪声、依托站各类泵运行过程中产生的噪声，噪声源强在 65~109dB (A) 之间。

(2) 井场噪声环境影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为井场。距离本项目油井最近的敏感点为拟建葡 174-更 134 井南侧 0.25km 的小张屯，因此本次对葡 174-更 134 井进行预测。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散 (A_{div})、大气吸收 (A_{atm})、地面效应 (A_{gr})、障碍物屏蔽 (A_{bar})、其他多方面效应 (A_{misc}) 引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散 (A_{div})、大气吸收 (A_{atm})、地面效应 (A_{gr}) 三种情况。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr}=4.8- (2h_m/r) [17+ (300/r)]$$

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A计权或倍频带），dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

α ——空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度80%，温度15℃时的值；

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

本项目最近的环境敏感点为拟建葡174-更134井南侧0.25km的小张屯，井场厂界预测结果见表5.3-1，井场预测结果见图 5.3-1、井场与环境保护目标的位置关系见图 5.3-2。

表5.3-1 运营期井场厂界噪声预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
葡174-更134井场	44.64	47.95	44.64	47.95	39.64	42.95	39.64	42.95

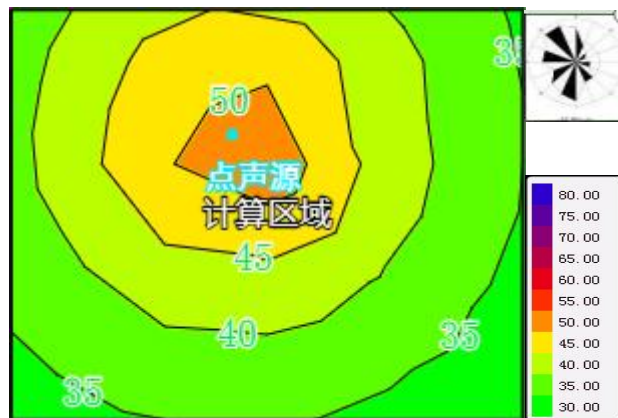


图 5.3-1 井场噪声预测结果

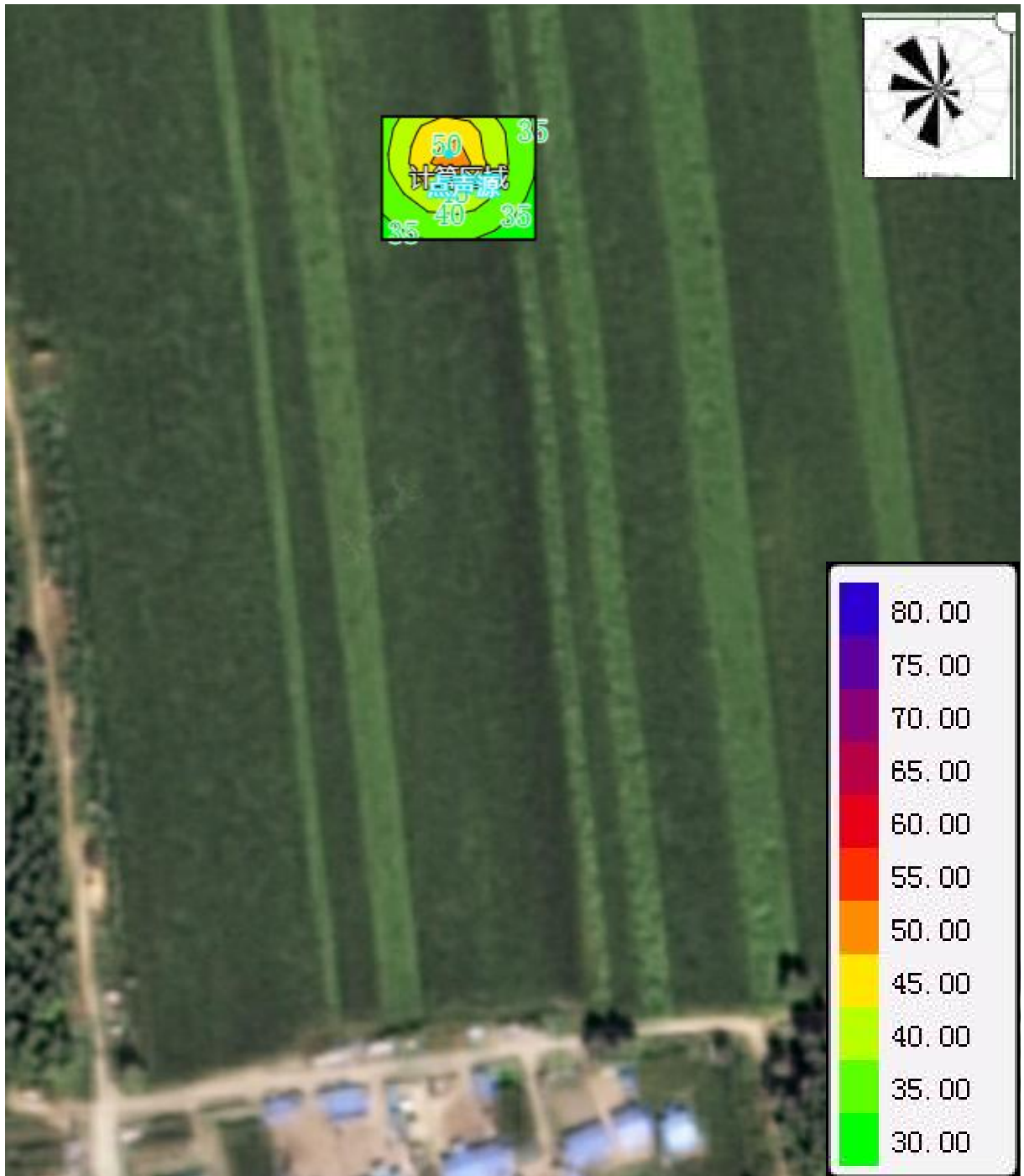


图 5.3-1 井场噪声及对周边敏感点影响预测结果

由预测结果可知，在运营期井场厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，井场噪声对周边敏感点的影响极小，环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。项目建设和运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

表 5.3-2 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>

与范围	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>				
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大A声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>				
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>				
现状评价	环境功能区	0类区 <input type="checkbox"/>	1类区 <input checked="" type="radio"/>	2类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3类区 <input type="checkbox"/>	4a类区 <input type="checkbox"/> 4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/> 近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/> 远期 <input type="checkbox"/>		
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>				
	现状评价	达标百分比		100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>				
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> __				
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>				
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>				
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>				
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>				
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续 A 声级）	监测点位数（1）		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。						

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期产生的固体废弃物主要有管道施工产生的施工废料和施工人员产生的生活垃圾等。

本项目管道铺设施工过程中产生的聚氨酯等施工废料回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。施工人员生活垃圾收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为原油集输过程中产生的含油污泥、以及油注入井作业产生的落地油、废弃防渗布。

作业过程产生的含油污泥运送至葡萄花含油污泥处理站处理；落地油 100%回收后送至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路；废防渗布送至有资质单位进行处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的落地油 100%回收，作业过程与场站油气处理设备清淤产生的含油污泥运送至葡萄花含油污泥处理站处理，含油防渗布由建设单位收集后委托有资质单位处置。

5.4.3 危险废物分析

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），项目产生的危险废物包括含油废防渗布、含油污泥和落地油。其中含油防渗布直接由施工/作业单位委托有资质单位处理。含油污泥和落地油由罐车从井场和场站拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

本项目施工期和运营期危险废物产生情况汇总见表 5.4-1。

表 5.4-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥、落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.345 t/a	油井作业储罐清淤	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次，场站每年一次	T、I	送葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路
2	作业废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	1.2t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、In	委托有资质单位处理

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）

相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

(1) 从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

(2) 危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。

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

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

(5) 危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置形影的标志及标签。采取以上措施后，本项目产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

大庆油田有限责任公司第七采油厂已经与大庆优嘉环保科技有限公司签订了废包装袋、含油防渗布委托处置合同（见附件7）。

大庆优嘉环保科技有限公司经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-215-08、900-221-08、900-249-08、900-214-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模HW08类100000吨/年，含油防渗布处理规模35000吨/年，目前实际处理量为22000t/a，能够满足本项目要求。

大庆优嘉环保科技有限公司有资质处理本项目产生的废过硫酸钾包装袋及含油废防渗布，且处理能力均能够满足本项目处理需求。

建设单位及危险废物资质单位应加强对含油废防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

危险废物中若发生散落、泄漏会对周围环境产生不良影响，项目危险废物运输过程中应严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。项目危险废物的运输按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危废的转移过程按照《危险废物转移联单管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

(1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号）要求进行报告；

(2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

(3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

(4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

(5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

5.4.4 结论

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。

5.5 生态环境影响预测与评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19—2022），本次评价采用图形叠置法、生态机理分析法、类比分析法等预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，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。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油水井和配套建设集油管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书》于2013年12月17日取得了环评批复，批复文号为庆环审〔2013〕250号，项目于2019年10月完成了自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.5.1 占地对生态环境的影响

5.5.1.1 临时占地生态环境影响

本项目管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地表植被造成很大

破坏，本工程临时占用耕地的影响是短期可逆的。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

对于临时占地造成的作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场东西两侧的耕植土堆放场，管线范围表层土堆置于管线两侧临时占地内，并对堆放场做好水保措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.5.1.2 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是井场通井路及管线占地，永久占地面积为 0.6975hm²。占地类型主要为草地、耕地（一般耕地及基本农田）及少量水面。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

5.5.1.3 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 2374.5m³，用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.5.2 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响主要管线及道路施工时会对地表植被造成破坏，对生态系统的分割效应，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路

路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.5.3对植被的影响分析

由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。

本工程永久占用耕地面积为0.3675hm²，临时占用耕地11.7hm²，占用的农作物均为玉米，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1号），大田作物的青苗补偿标准为2.10元/m²，永久占地按10年损失计算，永久占地共损失7.72万元，临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降20%-50%。本工程临时占地按3年损失计算，其经济价值为73.71万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

5.5.4对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量较少，本次产能建设对动物影响程度不明显。

（1）对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期的管线施工等对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

（2）对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

5.5.5防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《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》，大同区属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“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。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

根据现场勘查，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，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。
- ②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。
- ③施工作业避免在大风天施工。
- ④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。
- ⑤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。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.5.6对水土流失重点治理区的影响分析

本项目井场、道路、管线位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡、肇源县头台镇，

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030年）》，本项目所在地属于市级水土流失重点治理区，该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

本工程由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地的农田生态系统。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.5.7对永久基本农田的影响分析

油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011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永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，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永久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。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田

时，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。永久占用永久基本农田面积共0.049hm²，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，管线范围表层土堆置于管线两侧临时占地内，并对堆放场做好水保措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.5.8运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车分别拉运到葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

5.5.9生态环境影响评价结论

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

(1) 该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

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

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

表 5.5-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（10.0）km ² ；水域面积：（1.5）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ；定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ <input type="checkbox"/> ）”为内容填写项。		

5.6 环境风险评价

5.6.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是原油、天然气（石油开采伴生气）。

（1）原油

原油主要是由烃类组成的一种复杂液态混合物，同时还含有少量的氧、氮、硫等其他化合物。其主要特性包括：易燃性、流动性、易挥发性、易积聚静电、腐蚀性、毒性。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），其为火灾危险性甲类物质。

原油的危险特性见表 5.6-1。

表 5.6-1 原油危险特性

标识	中文名：石油原油			
	英文名：petroleum		分子式：主要是烃（C ₆ H ₆ ）	
	分子量：（根据组分确定）		/	
	危险货物编号：32003		RTECS号：IMDG规则页码：3141	
理化性质	外观与形状		黄色乃至黑色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	熔点（℃）		凝点（℃） 21	
	沸程（℃）		初馏点（℃） 70	
	相对密度(水=1)		0.86	
	含硫		0.11	
	溶解性		不溶于水，溶于多数有机溶剂	
毒性及健康危害	侵入途径		吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害		原油本身无明显毒性，其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性，遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量蒸气能引起神经麻痹。	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：可燃		建规火险分级：甲	
	自燃温度（℃）：350		闪点(℃)：-6	
	爆炸上限（V%）：5.9		爆炸下限（V%）：0.8	
	危险特性		其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生剧烈反应。遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似。	
	泄漏处理		疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服，在确保安全情况下堵漏，喷水雾可减少蒸发，用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗液放入废水系统，如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	
	储运		存于密闭容器内，置于通风、远离火种、热源，避免阳光直射处；严禁烟火，应与氧化剂分开存放，操作时使用专用工具，禁止采用易产生火花的机械设备和工具；罐装应注意流速，且有接地装置，防止静电积聚。	
	燃烧分解产物		一氧化碳、二氧化碳	
	稳定性		稳定	
	聚合危害		不能出现	
	禁忌物		强氧化剂	
灭火方法		干粉、二氧化碳、泡沫、砂土，用水灭火无效。		

(2) 天然气

天然气具有易燃、易爆的性质，按《原油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中对火灾危险性的分类原则，属于火灾危险性甲类物质。天然气主要成分是含大量低分子烷 烃混合物，属甲类易燃气体，与空气混合极易燃烧爆炸。具体危险特性见表 5.6-2。

表 5.6-2 天然气的危险有害特性及安全技术表

标识	中文名：甲烷	英文名：methane
	危规号：21007	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无味气体	自燃温度：413℃
	相对密度（水=1）：0.42（-164℃），	相对蒸气密度（空气=1）：0.6
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-218℃	爆炸上限（%）：15
	爆炸下限（%）：5	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。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。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉	
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。若不及时远离，可致窒息死亡。皮肤接触液化的甲烷，可致冻伤。	

5.6.2 风险识别

根据对国内外油田开发事故的类比调查及资料分析，结合建设项目的油藏情况、运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，建设项目油田开发及生产过程可能发生的环境污染事故包括原油管线泄漏、火灾等事故，运行期的井下作业过程、采油过程、集油过程等工艺环节发生泄露、中毒事故。

(1) 火灾

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

(2) 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。虽然本工程天然气中含有硫化氢，但由于含量较低，只会出现呼吸道及眼急性刺激症状，不会出现呼吸麻痹而死亡的急性中毒事件。中毒危害多易发生在设备检修等过程中。

(3) 油气集输管道泄漏

管道泄漏环境污染事故集中在注入管线在地面改造和运行的过程中，发生集油集输管道泄漏、腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

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

⑥动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；

- ⑦在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- ⑧其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。

根据油田的运行经验，一般在油田开发7-8年后低洼地区的油注入井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油和含油污水泄漏到环境中。

结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见下表。

表5.6-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水
计量间、阀组间等	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.6.3 环境风险分析

5.6.3.1 事故状态下对大气环境的影响

对大气环境产生影响事故为原油泄漏，会对大气环境造成直接影响。原油集输过程中事故泄漏会造成局部地区大气污染，类比同类工程，烃类气体的事故性泄漏可使泄漏区100m范围内烃类气体浓度达83.3mg/m³，造成严重危害，500m内烃类气体浓度达5.37mg/m³，出现超标，若处理不当，很可能发生火灾等事故。

原油泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，原油中的轻组分烃类会挥发进入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成的局部空气环境的严重污染，这时大气中烃类气体的浓度要高于正常情况的数倍之多。如果引发了火灾，则原油燃烧形成的CO次生污染会对周围居民区造成较重的大气污染。且原油泄漏产生的烃类气体挥发事故通常只会造成局部大气污染，由于大气本身具有稀释净化能力，因此，不会造成大面积的严重污染。

集油管道及场站原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，且一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.6.3.2 事故状态下对地表水环境的影响

(1) 井喷对地表水的风险分析

发生井喷时，大量的油品外泄，会对项目周围的康家围子泡造成严重污染，进一步影响水体中动植物。石油在水体中扩散的影响：当水面被油层覆盖时，水下光的强度会减，仅为表面光强度的1%。这影响了水中浮游植物的光合作用，使水中溶解氧减少，水体中动植物出现供氧不足，严重者窒息死亡。

石油在水体中溶解的影响：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。

本项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

(2) 井场作业开井对地表水影响分析

井下作业、地面工程项目维修等施工过程中在事故情况下残留的落地油，在考虑地表径流受土壤渗滤、地表植被截流等综合作用的前提下，石油类物质对区域内地表水质产生一定的影响，但影响程度较小，并且油田使用污油污水回收设施对事故状态下落地油进行回收，可以控制本项目作业过程对项目区域内康家围子泡水体的影响。

正常情况下本项目运行期所产生的油注入井作业污水、洗井污水不外排，不会对项目区域内地表水环境产生影响，同时在油注入井作业过程采取了铺设防渗布等环境保护措施。根据企业提供多年的作业情况可知，通过采取措施后可以保证原油等污染物不落地，全部回收，地表径流携带落地油进入外环境的可能性很小，因此本项目采取以上措施后事故状态下不会对项目区附近的地表水体产生影响。

(3) 集输管线泄露对地表水影响

本项目集输管线为跨越地表水体，葡70-672、葡70-斜682井场位于康家围子泡东侧边缘，如果管线发生泄漏事故，若不能及时将泄漏原油完全回收，则泄漏的原油可能流入康家围子泡，造成水体污染。本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时采用经过防腐处理的无缝钢管，以延长埋地管道使用寿命。所以，本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对管线周边的水体产生油水泄漏污染环境，建议通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施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。

项目管线采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管材料，且在运行期定期进行管线检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏事故，若发生泄漏可第一时间发现并及时处理，对水体影响较小；葡70-672、葡70-斜682井场设置护坡，可将事故状态下泄漏的原油围堵在井场内；本项目对落地油采取了及时回收措施（回收率100%），同时禁止在雨季进行油井作业，避免了石油类随地表径流进入地表水体的可能性，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

5.6.3.3 事故状态下对地下水环境的影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道事故泄漏。含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下0~10cm及10~30cm范围，一般下渗深度在80cm以内，

一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

在原油开采过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄露的概率约 1/400 万到 1/100 万。因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

5.6.3.4 事故状态下对土壤环境影响分析

原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油类对土壤的污染，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。

5.6.3.5 事故状态下对生态环境影响分析

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

5.6.6 环境风险评价结论

通过对本次建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是注入管线泄漏、井场高架罐火灾爆炸等，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。对区域内的地下水、生态等环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施，并切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。

表5.6-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	第七采油厂 2023 年局部注采系统调整产能建设地面工程项目
--------	--------------------------------

建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(大同区)区	()县	()园区
地理坐标	经度	东经124°41'10.96" - 124°43'10.96"	纬度	北纬45°59'45.65" - 46°0'35.65"	
主要危险物质分布	原油、天然气；				
环境影响途径及危害后果	火灾、爆炸影响空气环境，但不会对最近村屯造成危害影响。 井场和集油管道泄漏影响地下水环境，但影响范围有限，及时回收后影响程度低，周围环境敏感目标产生污染影响的可能性小，环境影响可接受				
风险防范措施要求	防火、防爆，油泥不落地措施，管理措施。 管道密闭输送、防腐、试压，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，建设项目为简单分析。 本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生				

表5.6-7 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	石油	天然气		
		存在量 t	3.81	0.122		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 1930 人		5km 范围内人口数 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)			人
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□
包气带防污性能	D1□		D2□	D3□		
物质及工艺系数危险性	Q 值	Q < 1 <input checked="" type="checkbox"/>	1 ≤ Q < 10 □	10 ≤ Q < 100 □	Q > 100 □	
	M 值	M1□	M2□	M3□	M4□	
	P 值	P1□	P2□	P3□	P4□	
环境风险潜势	IV+□	IV□	III□	II□	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级	一级□		二级□	三级□	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水□	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法□		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m			
	地表水	最近敏感目标，到达时间 h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 d				
最近环境敏感目标，到达时间 d						
重点风险防范措施	管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施。					
评价结论与建议	本工程的主要环境风险是注入管线泄漏、火灾爆炸等，对区域内的地下水环境和生态环境有					

	潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演练，避免重大污染事故的发生。
注：“□”为勾选项，“ ”为内容填写项	

5.7 土壤环境影响评价

5.7.1 施工期土壤环境影响评价

本项目对土壤的影响主要来自管道敷设对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

(1) 管道开挖对土壤的影响

①土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程新建配注站进站路 0.1km 砂石路，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.2 运营期土壤环境影响评价

5.7.2.1 土壤污染途径

本项目油田开发过程中对土壤环境的影响主要表现在两个方面：①投产以前地面工程项目建设、集输管线建设时对土壤环境的影响，这种影响导致土壤结构发生改变，破坏原始植被，土壤层次、结构发生了改变，在短期内出现了局部裸地，若不及时恢复，可能导致土地沙化；②油田运行期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

建设项目土壤环境影响类型与影响途径见下表 5.7-1。

表5.7-1 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			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土中的迁移深度较浅。

因此，本项目土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤——植物及土壤——食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.7.2.2 土壤环境影响类比分析

本次工程为利用委托大庆中环评价检测有限公司对本项目井场永久占地内土壤进行现状监测，现场分别采集柱状样一组，检测深度0-3m，根据检测结果，石油烃均未检出，井场永久占地内特征污染物石油烃的浓度值满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.3 土壤环境影响分析结论

本项目井场现状土地利用类型以草地为主。项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。

表5.7-2 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容	完成情况	备注
------	------	----

影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(0.25) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()			见表 2.6-5	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性				见表 4.3-19	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0~20cm	
	柱状样点数	7		0~50cm、50cm~150cm、150cm~300cm		
现状监测因子	47项 (包括建设用地土壤基本项目 45项, 其他项目石油烃及 pH 值) 及其农用地监测项目 (pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀))					
现状评价	评价因子	47项 (包括建设用地土壤基本项目 45项, 其他项目石油烃及 pH 值) 及其农用地监测项目 (pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀))				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	满足标准				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (类比)				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 (跟踪监测)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		3	pH、石油烃	3年一次		
信息公开指标						
评价结论						

6 环境保护措施及可行性论证

6.1 大气污染防治措施及可行性论证

6.1.1 施工期大气污染防治措施

本项目地面工程项目的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有通井路及井排路。

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运行期大气污染防治措施

本工程运行期的大气污染主要来自产液开采和集输处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气及配注站产生的无组织排放颗粒物。

（1）采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

（2）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，最大限

度降低烃类气体的挥发；

(3) 加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发，井场边界和依托场站厂界挥发的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

运营期井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。运营期依托场站站内非甲烷总烃排放浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。

(4) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

(5) 精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程。

(6) 加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发。集输管线连接处的密封点每周进行检查，检查其密封处是否出现泄漏现象。巡检后应进行记录，形成台账，记录巡检时间、巡检人员、巡检过程有无异常状况，是否正常运行等信息；

(7) 建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

(8) 挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm 。

(9) 本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），葡北10#转油站、葡北8#转油站等产生的烟气经高于 8m 的烟囱排放，各站排放烟气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。运营期依托场站站内非甲烷总烃排放浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中排放限值。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，运营期大气污染防治措施可行。

6.2 水污染防治措施及可行性论证

6.2.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工人员产生的生活污水排入本项目井场附近依托阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜

绝环境污染事件；

(3) 敷设管道时产生的试压废水由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。

综合分析，采取以上措施，施工期地水污染防治措施可行。

6.2.2 运行期废水处理措施及其可行性论证

(1) 运营期废水处理措施

① 运营期油井采出液分离出的含油污水由管线分别输送至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层。

② 运营期油井清防蜡废水进入集输系统后，经管线分别输送至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站，处理达标后回注油层；油井作业污水经罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联污水处理站，处理达标后回注油层。

(2) 处理工艺可行性分析

葡一联含油污水处理站采用“一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求；葡二联含油污水处理站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求；葡三联含油污水处理站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求。污水站环保手续齐全。

(3) 工艺达标可行性分析

根据大庆中环评价检测有限公司于2023年1月日-10日对葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站的监测结果可知(见附件)，处理后的污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不会对地表水体产生影响。

(4) 处理规模可行性分析

根据依托工程中对污水站运行现状负荷及接入本工程后新增负荷分析可知，葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站剩余处理能力满足本项目需求，从规模分析本项目依托

可行。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。

6.2.3 地表水污染防治措施

6.2.3.1 施工期

(1) 合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

(2) 施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

(3) 宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.2.3.2 运营期

(1) 井场运营期油注入井作业时期，位于康家围子泡水井可能对周边地表水环境产生影响，要求建设单位在对油井作业时除作业场地铺垫防渗布外，在作业场地周边应建设0.3m高临时围堰，作业现场所有废物全部收集清运，避免废物随雨水径流进入康家围子泡。

(2) 油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水注入井场永久占地范围以外的环境。在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置、并且使用罐车对作业污水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

(3) 为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，必须及时回收；

(4) 强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患；

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

(6) 定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；

(7) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%；

(8) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井的套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水；

(9) 定期巡检（巡检次数为1次/d），各负责小队设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对井场附近的康家围子泡造成污染。

(10) 应确保大庆油田有限责任公司第七采油厂矿级别和管辖小队物资库的围油栏、铁锹等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，措施可行。

6.2.4 地下水污染防治措施

6.2.4.1 源头控制措施

(1) 定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

(2) 油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到100%。

6.2.4.2 分区防渗措施

油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，因此对工程实施污染分区防治措施：

① 简单防渗区防渗措施

本项目井场属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般硬化的技术要求。

② 重点防渗区防渗措施

地下集油、注水管道属于重点防渗区。管线材质为无缝钢管，管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和

被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

本项目非正常工况主要为油井作业，水井洗井等，运行期井场作业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 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求。

非正常工况下产生的作业污水、洗井污水分别通过罐车回收后，送至葡二联污水处理站处理，不外排；产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至含油污泥经葡萄花生含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

6.2.4.3 地下水环境跟踪监测措施

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合开发区块内油注入井分布情况，在建设项目区域上游设1个潜水背景监测点，在建设项目区域下游设2个潜水跟踪监测点、1个承压水跟踪监测点。跟踪监测井位置图见附图9，跟踪监测计划见表5.2-7。

表 5.2-7 地下水环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	功能	监测因子	监测层位	监测频次
史家围子地下水井	124.774579, 46.052475	拟建葡 64-更 94 井东 南侧 0.789km	背景值	石油类	潜水	1 次/年
团结村地下水井	124.880089, 45.654008	拟建台 84-斜更 134 井南侧 1.11km	跟踪监测点		潜水	
唐花马屯地下水井	124.674133, 45.983505	拟建葡 79-更 52 井西 北 1.00km			承压水	
小张屯地下水井	124.760643, 45.865986	拟建葡 174-更 134 井 南侧 0.25km			潜水	

6.3 噪声污染控制措施及可行性分析

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 施工中加强管理，文明施工，合理安排施工进度和施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工；

(2) 施工前对周边村屯进行通知公告，应取得村民谅解方可进行施工，制定施工

方案，对施工场地进行合理布局，高噪声设备尽量远离靠近保护目标方向并分散布置，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

(3) 严格禁止夜间10时至次日6时进行施工，调整同时作业的施工机械数量，选用噪音低的设备，降低对周围环境的影响。尽可能选用声功率小的低噪声的施工设备；。

(4) 运输车辆选择避开钱家屯等村屯路线，尽量不鸣笛。

(5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

本项目井场施工期主要是开井作业和设备更换，施工时间较短，噪声源强不大。通过采取以上措施，本工程施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，施工期噪声治理措施可行。

6.3.2 运行期噪声污染防治措施

本项目噪声主要从两方面进行防治：从噪声源上控制降低噪声；从传播途径上控制降低噪声，具体分析如下：

(1) 从噪声源上控制降低噪声。

选用低噪声源生产设备：作业机泵等生产设备的选型应当选用低噪声、低能耗的生产设备，同时在全类机泵下方安装减震基础等措施，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。

(2) 从传播途径上控制降低噪声

①项目主要生产设备在布置时应当相对远离敏感目标；

②生产时应维持设备处于良好的运转状态，避免因设备运转不正常而引起噪声的增高；

③运营期对机泵等设备安装减振装置，同时注意对井场抽油机设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度；

通过采取以上措施，运营期噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，对周围声环境影响较小，运行期噪声治理措施可行。

6.4 固体废物污染防治措施及其可行性分析

6.4.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 管道铺设施工过程中产生的聚氨酯等施工废料回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。

(2) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第157号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，由施工单位集中收集拉运至大庆市龙清生物科技有限公司进行处理。

通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.4.2 运营期固体废物污染防治措施

6.4.2.1 收集、贮存及处置措施

(1) 含油污泥、落地油

本项目运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物，危险废物编号为HW08废矿物油与含矿物油废物071-001-08石油开采和炼制产生的油泥和油脚，由罐车拉运葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

本项目产生的含油污泥及落地油依托葡萄花含油污泥处理站处理，站内采用调质-离心处理技术工艺，设计规模为5m³/h（年运行150天，每天24小时，年最大处理量18000m³），目前实际处理量为12600m³/a，剩余处理量为5400m³/a，本工程新增污泥处理量为0.345t/a，污泥站剩余处理能力能够满足本项目含油污泥处理需求。含油污泥经葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

根据大庆油田有限责任公司第七采油厂对葡萄花含油污泥处理站进行的例行监测报告可知（检测时间2020年9月14日-28日），葡萄花含油污泥处理站含油污泥处理后泥质中pH值为8.20、含水率为39.1%、石油类为15400mg/kg，处理后含油污泥再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

(2) 含油废弃防渗布

油井作业时产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废编号为HW49其他废物900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，产生的含油废弃防渗布委托资质单位定期拉运处置；

本项目井场运营期产生的含油污泥防渗布暂存在葡萄花含油污泥处理站专用储存池

内，含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，代码为900-249-08，经收集后委托有资质单位处理。

6.4.2.2 运输措施

(1) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%；

(2) 本项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移联单管理办法》（总局令 第5号）执行。

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点

本项目运营期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，处理方式可行。

6.5 生态保护措施

6.5.1 施工期生态保护措施

6.5.1.1 占地生态保护工程措施

(1) 永久占地生态保护工程措施

1) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

2) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

3) 集约化使用土地，施工场地、材料堆放场地等尽量利用区块内现有工程占地，减少新增施工占地。

(2) 临时占地施工生态保护工程措施

1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

2) 施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

3) 加强野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。

4) 管道施工过程中穿越草地的临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层

堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

5) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

6) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

7) 管线施工结束后及时在管线上方及周边铺设草方格。

6.5.1.2 植物保护措施

(1) 避让措施

设计阶段，配水间场地选址及管线走向绕开地表植被丰富的区域，最大程度上减轻工程建设对植被的破坏。后续施工过程中，堆管场、表土堆场等施工临时用地选址应尽量避开植被丰富区域，严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，减少对地表的碾压；施工便道应尽量利用已用道路。

(2) 减缓措施

1) 加强施工人员的环保意识

加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对自然植被的保护。

2) 强化施工管理

施工过程中张贴植物保护告示或设置警示牌，不得随意践踏施工占地范围外的植物。

3) 减少临时用地

严格控制管线施工作业带宽度，在满足设计规范的前提下尽量减小施工作业带宽度；不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带(区)运管；划定施工活动范围，工程施工依托就近的建筑空地，不设置临时施工营地，减少因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

4) 合理安排施工时间

施工活动尽量避开植物物种播种生长季、收获期，合理安排施工次序和时间。

5) 优化施工组织方式

施工前进行植被状况调查，严格记录施工前植被状况，施工完成后进行绿化，尽可能使生物量损失降到最低。

优化施工方案及施工组织方式，采取边铺设管道、边分层覆土的施工方式，施工过程中，对开挖地段的植被及表土就近保存、培植。培植不仅可以减少植被的破坏量，而

且保存的草皮可以缩短植被重建的时间，最快恢复植被保持水土、涵养水源、景观美学的功能。保存的表土，也为植被恢复提供了良好的基质条件。

(3) 修复措施

管线施工要损毁类型为施工过程中对土地的压占，根据施工工区损毁土地的类型及施工作业需要，对施工工区修复的主要内容包括：表土剥离及堆放、截留排水工程、土地平整及土方回填工程、植被恢复工程。

1) 表土剥离及堆放

为了保证损毁土地后期的恢复，需对临时使用土地在损毁前进行表土剥离，并进行集中堆放，堆放宽度按照20m计算，堆放高度设计为4m，根据草地设计标准，剥离50cm厚，在表土堆放场四周采用袋装土拦挡，拦堆顺序为先拦后堆的顺序，袋装土挡土墙高度设计1m，宽0.8m，每个土袋装土后长0.8m，宽0.5m，厚0.25m；由于施工工区随工程进度及时进行恢复，使用时间相对较短，但为了防止大风造成的扬尘，对工区的表土堆放场进行绿色密目网苫盖，苫盖后采用周边的石块压盖。

2) 截留排水工程

为了防止表土堆放场因地表径流造成场地内积水、冲刷和引起水土流失，在表土堆放场迎水边及两侧修建土质排水沟，排水沟在截留来水后，规划排至施工工区周边的沟道内。

3) 土地平整及表土回填

为了提高施工工区使用后土地的平整度，便于植被恢复，对施工工区进行土地平整，平整完成后，逐步拆除袋装土挡土墙，清理土袋，回填土厚度按照复垦方向进行不同设计。

4) 植被恢复

临时占地为草地，要恢复成牧草地。经计算，整地面积4.20 hm²，需草籽336 kg。

对管道施工影响区两侧施工影响区进行植被恢复。采取浅翻轻耙补播技术，播前要细致整地，浅翻深度10-15cm。播种方法可采用撒播和条播，条播行距30-40cm。选择草种应采用地毯草。播种时间选择雨季之前，一般为6月下旬至7月上旬。恢复率不小于95%。

为配水间场地设计与评价区域的整体自然景观和环境相协调，应加强周边的绿化和美化，其风格、色彩和材料等要尽量使其与当地环境协调，与当地环境融为一体。

(4) 补偿措施

严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地

文件，按规定进行经济补偿。

6.5.1.3 动物保护措施

为了有效保护项目影响范围内的野生动物，减少施工活动对陆生动物造成的影响，建议施工期采取以下措施对区域野生动物进行保护：

(1) 避让优化措施

施工前期进一步优化选址、选线，严格把永久和临时占地控制在最合理、最小的面积内，尽量少的占用其原有的栖息生境。

(2) 减缓措施

1) 施工应严格按照设计标准控制施工作业带宽度，尽可能地减少施工过程造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

2) 优化施工作业程序及施工时段，减少夜间作业，避免灯光、噪声对动物夜间休息、活动的惊扰；在施工时，优化施工方案，抓紧施工进度，尽量缩短施工作业时间，减少对野生动物的影响；施工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类、鱼类的繁殖季节，同时避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

3) 加强《中华人民共和国野生动物保护法》、《中华人民共和国森林法》等有关对野生保护动物法律法规的宣贯力度，大力宣传保护野生动物的重要性和损坏、诱捕野生动植物的惩罚条例，不得随意捕猎野生动物。

4) 施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，明令禁止施工人员破坏作业区外的草地，禁止干扰施工作业带(区)外的生态环境，禁止追逐、惊吓、捕杀、掏窝、拔巢等干扰野生动物及其生境的行为。

5) 制定野生动植物保护预案，施工过程中一旦发现保护动物及巢穴应立即按照野生动植物保护方案采取保护措施。

(3) 恢复补偿措施

施工结束后及时对施工迹地、施工作业带进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造适宜的野生动物生境，随着植被的恢复，逐步恢复施工影响内野生动物资源。

6.5.1.4 生态系统稳定性保护措施

施工阶段严格控制施工范围，加强施工管理，禁止破坏施工区域外的植被，不得随意捕杀野生动物。施工结束后，及时进行植被恢复，根据区域自然条件特点，合理安排植物物种配置，加强多功能生态植被体系建设，注重发挥其保持水土、涵养水源、改善

环境、提供野生动物栖息地等方面的功能。

本工程实施后，由于植被破坏，导致生态系统净初级生产力水平下降，使得区域原本恢复稳定性较弱的生态系统更加向不稳定的方向发展，异质化程度也随之降低，造成区域各生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性整体下降。因此，除落实各项生态环境保护措施外，还应做好项目实施的环境管理，最大限度地降低人为活动的干扰强度，严格执行相关的生态恢复措施，使生态系统能在最短时间内进入自我调节恢复的状态中，防止因项目实施造成生态系统的进一步退化。

6.5.1.5生态景观环境影响减缓措施

(1) 施工过程中加强管理，文明施工，有序作业，减少临时占地面积。

(2) 尽量缩短施工期，边铺设管道、边分层覆土的施工方式，使土壤暴露时间缩短，并快速回填，减少管道施工对景观分割作用。

(3) 临时堆放场应选择较平整的场地，且场地使用后尽快恢复植被。

(4) 对配水井、管线等施工完成后，及时进行施工迹地恢复，一定程度上减少项目施工对景观影响。

6.5.1.6永久基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》中规定：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永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用永久基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田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的要求的，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。占用永久基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久基本农田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。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》自然资规〔2021〕2号中规定：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。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永久基本农田的，由市级或者市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。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程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，应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，永久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。且项目占地已经经过绥化市人民政府建设用地审批件。

及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的耕地进行整平翻松，对永久占用的基本农田按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于耕地的恢复及补偿。

6.5.2 运营期生态保护措施

本工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题，加强依托工程生态环境保护措施。

(1) 生态恢复措施

加强对施工迹地及施工作业带等临时占地区域植被恢复工程的管理和维护，发现植被恢复受阻，要进行植被的补种。

在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

及时做好配水间场地施工周边清理平整工作，做到掩埋、填平、覆土、压实。

管线更换或修复作业结束后，应采取分层开挖，分层回填措施。

通过采取以上措施，本工程配水间场地永久占地面积可得到有效控制，管线临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

(2) 依托工程生态环境保护及治理措施

1) 运行期严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业（修井）及洗井工作不新征临时占地，大修占地不超过50×50m；

2) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

3) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

4) 油井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境；

5) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后不随意堆弃，送葡萄花含油污泥处理站进行无害化处理。

6) 运行期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的湿地。

7) 加强管理，规范施工人员行为，合理规划行车路线，作业施工时严禁随意践踏、碾压作业区范围之外的植被，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

8) 减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(3) 运营管理措施

加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.5.3 水土流失防治措施

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》的相关要求，提出工程防治措施和管理措施：

(1) 本项目水土保持生物措施主要根据占地范围周边植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地的草地生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

(2) 施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

(3) 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏，制定好施工车辆、运输车辆等工作方案，避免对道路占地以外的植被进行碾压破坏。

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力

(4) 严禁在大风、大雨天气下施工。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，

划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.5.4 防沙治沙措施

本项目位于大同区八井子乡境内。根据《黑龙江省防沙治沙条例》第三十一条，该地区为防沙治沙重点治理区，重点治理流动、半流动沙地的风沙危害。项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

(1) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 施工作业避免在大风天施工。

(3) 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。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

6.6 土壤防治措施及其可行性分析

6.6.1 污染防治基本要求

针对项目可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地原油回收率应达到100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 过程控制措施

对集输管线、注水管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时

对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场永久占地内采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

（3）末端控制措施

主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

（4）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

（5）应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

6.6.2 建设项目环境保护措施

（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

（2）对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复土地原貌；

（3）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道；

（4）在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者采取其他防治土壤污染的措施，从源头控制土壤污染。

6.6.3 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。

根据土壤环境影响分析，本工程对土壤环境敏感点产生影响的可能性小，根据项目分布情况设置土壤监测点位 2 个，具体布点见表 5.7-2 及附图 8。

表5.7-2 土壤环境跟踪监测计划

序号	点名称	跟踪监测点	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
1	耕地 井场	台 84-斜更 134 井场	124.88900,45.664076	表层样 0~20cm	pH、石油烃	1 次/3 年
2	草地 井场	葡 86-更 832 井场	124.74033,45.97435	表层样 0~20cm	pH、石油烃	

6.7 环境风险防范措施

6.7.1 火灾、爆炸事故风险防范措施

- (1) 本工程新建注入管线与周边建构筑物防火间距符合规范要求。
- (2) 油气生产系统采用密闭集输工艺，防止油蒸气、伴生气蒸气泄漏，防止有毒气体聚集。
- (3) 阀组间易燃易爆场所设有组织的自然通风。场站内加药间等易燃易爆场所设机械通风。
- (4) 爆炸危险区域井场内所用的设备、电气均采用防爆型，并符合相应的防爆等级。
- (5) 压力容器按照规范要求选材，压力容器安装有安全阀、压力表等安全附件。
- (6) 火灾爆炸危险场所内按照规范设置可燃气体检测报警装置。变电所设火灾报警系统。
- (7) 矿机关及其他已建工艺站场设通信光传输系统、调度语音通信系统、工业电视监控系统、SCADA 数据传输系统及光缆线路系统。
- (8) 设备、管道做防腐保温。
- (9) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

6.7.2 井下作业事故风险防范措施

- (1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。注入井施工要提前 3 天关井降压；
- (2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
- (3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或

泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

(5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0Mpa 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，防止沙堵整泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂；

(7) 位于康家围子水泡井井场设置混凝土预制板护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 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。

6.7.3 场站、管线泄漏的主要预防和处理措施

(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，配注管道采用熔结环氧粉末内防腐钢管，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(2) 加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

(3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理；

(4) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

(5) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

(6) 集油管道泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期委托有资质单位对集输管线腐蚀情况进行超声波检测，掌握管线腐蚀程度，及时维修或更新；

(7) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(8) 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；

(9) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(10) 定期维护保养容器、设备和站内管线；

(11) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

(12) 确保本项目井场矿级别和管辖小队物资库已按应急预案和风险评估要求备齐围油栏、铁锹等应急工具和设备，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

6.7.4 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

(1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

(2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

(3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、储罐及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

(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，必要是疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

(5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、储罐必须符合《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。

6.7.5 环境应急预案

6.7.5.1 应急预案

本工程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，本工程为改扩建工程，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行。

(1) 应急组织机构

大庆油田有限责任公司第七采油厂设立了事故应急领导小组、应急抢修组和消防组等，明确了各自的职责、权限和分工。组成和分工见表 6.7-1。

表 6.7-1 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) 现有应急预案情况

根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已备案，综合性预案为《大庆油田有限责任公司第七采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，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，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、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、应急联络单等内容；《油气集输突发事件专项应急预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于储罐、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《油气

集输突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

(3) 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第七采油厂编制了《突发环境事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含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，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第七采油厂各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

6.7.5.2 应急状态地企联动

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍1支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍7个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生III级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发II级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生I级突发环境事件时，30分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

同时，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、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表6.7-2 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
----	------

火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市大同区环境保护局	0459-6170900
大庆市应急管理局	0459-6377119
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象站	0459-8151030
大庆油田有限责任公司第七采油厂环保部	0459-4494385

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于管道铺设、道路建设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

本项目损失主要为草地及耕地的损失，本工程永久占用草地 0.264hm²；临时占用草地 7.217hm²。本工程永久占用耕地 0.3675hm²；临时占用耕地 11.7hm²。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1号），大田作物的青苗补偿标准为2.10元/m²，天然草的补偿标准为0.37元/m²。永久占地损失按照10年计算，施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计2~3a可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量，农田在2~3年可恢复生产力，本项目临时占地损失按照按3年计算，临时占地环境损失费为81.7元，本项目永久占地环境损失费为8.68万元，投产十年间供给环境损失90.38万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保措施投资估算

本项目总投资1538.1万元，环保投资约122.334万元，占总投资比例为7.95%；具体环保投资见表7.2-1。

表7.2-1 环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.1万元/口井，共26口油水井	2.6
	废水	试压废水由罐车拉运至含油污水处理站处理	0.01万元/m ³ ，共计40.4m ³	0.404
	固体废物	施工废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	0.1万元/吨，共计0.5918t	0.06
		生活垃圾运至大庆龙清生物科技	0.1万元/吨，共计1.2t	0.12

		有限公司处理		
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积0.631hm ²	青苗补偿标准为2.10元/m ² ，天然草的补偿标准为0.37元/m ² ，补偿10年	8.68
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地18.917hm ²	青苗补偿标准为2.10元/m ² ，天然草的补偿标准为0.37元/m ² ，补偿3年	81.7
		水土流失防护	0.2万元/口井，包括26口油水井	5.2
		防沙治沙	0.1万元/口井，包括26口油水井	2.6
运营期	废水	作业污水及洗井污水由罐车拉运至含油污水处理站处理	0.01万元/m ³ ，共计858.7m ³ /a	8.6
	固体废物	含油污泥、落地油拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理	0.5万元/吨，共计0.345t/a	0.17
		含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.5万元/吨，共计0.2t/a	0.6
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备1套	5.6
地下水及土壤防范措施	井场作业采取防渗措施		0.2万元/口井，共26口油水井	5.2
	依托周边村屯设4口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水		0.1万元/点位，共4个监测点位	0.4
	设2个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤		0.2万元/点位，共2个监测点位	0.4
合计				122.334

7.2.2 环境效益简要分析

本工程原油集输采用密闭流程，可减少油气损失。项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

（1）建设期HSE管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期HSE管理主要包括：HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织机构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本项目环境管理归大庆油田第七采油厂管理，逐级落实岗位责任制，各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，

并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表8.1-1。

表8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油注入井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将HSE管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将HSE责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及HSE教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进HSE表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由大庆油田有限责任公司第七采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段

的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第七采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门

核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.3 本工程污染源排放清单

本项目施工期污染物排放清单见表8.3-1。

表8.3-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求
2	废水	生活污水	COD NH ₃ -N	153.6t	施工人员产生的生活污水排入本项目附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥	不外排
		试压废水	SS	40.4t	由罐车拉运至含油污水处理站处理后回注油层，不外排	满足《大庆油田地面工程项目设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”回注油层
3	固废	施工废料	聚氨酯泡沫	0.5918t	送至第七采油厂工业固废填埋场	100%处置
		生活垃圾	/	1.2t	收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理	收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理,k100%处置
4	噪声	机械噪声	噪声	60~90 dB (A)	排入周围环境	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本项目运营期污染物排放清单见表8.3-2。

表8.3-2 运营期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	烃类气体	非甲烷烃	5.32t/a	排入大气	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，场站排放的非甲烷

						总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。
		燃烧烟气	SO ₂	0.0049t/a		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉要求
			NO _x	0.0266t/a		
			颗粒物	0.0037t/a		
2	废水	油田采出水	石油类	42450t/a	采出液输至含油污水处理站处理，作业废水由罐车拉运至含油污水站处理	处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）要求，“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后，回注油层
		作业污水	石油类、悬浮物	18.7t/a		
		清防蜡废水	石油类、悬浮物	840t/a		
3	固废	油泥	石油类	0.112t/a	拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理	处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路，
		落地油	石油类	0.233t/a		
		废防渗布	石油类	1.2t/a	委托有资质单位进行处理	不外排
4	噪声	抽油机噪声	噪声	65~75 dB (A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准

8.4 总量控制

本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 SO₂、NO_x、颗粒物及挥发性有机物。因项目未新建加热炉，且项目实施前后采出液量不发生变化，故本项目无新增总量，SO₂、NO_x、颗粒物为依托葡北8#转油站、葡北10#转油站等场站产生的分担量。本工程非甲烷烃排放量 5.32t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表8.4-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（分担量）
1	颗粒物（t/a）	0.0037
2	NO _x （t/a）	0.0049
3	SO ₂ （t/a）	0.0266

4	VOCs (t/a)	5.32
---	------------	------

8.5 施工期环境管理与监测计划

8.5.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行HSE管理体系，对项目实施HSE立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.5.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.5.3 施工期环境监测计划

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、废水和噪声等。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。

8.6 运营期环境管理与监测计划

8.6.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.6.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。根据油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定，具体见表8.6-1。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表8.6-1 运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	石油类	区域上游设立1口潜水跟踪监测井（史家围子地下水井 124.774579，46.052475）；区域下游设置2口潜水跟踪监测井（团结村地下水井 124.880089，45.654008；唐花马屯地下水井 124.674133，45.983505），区域下游设置1口承压水跟踪监测井（小张屯地下水井 124.760643，45.865986）	1次/年
2	土壤	pH、石油烃	台 84-斜更 134 井场、葡 86-更 832 井场	1次/3年
3	生态	植被恢复情况	管线临时占地	1次/年

表8.6-2 运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	废气	非甲烷总烃	油井井场及依托站场厂界外、依托场站站内	1次/半年
2	噪声	噪声	油井井场永久占地外 1m、依托 场站厂界四周	1次/季度
3	事故监测	空气：非甲烷总烃	事故发生地污染物浓度的最大处	事故发生 24 小时内
			事故发生地最近的居民居住区或其他敏感区	
			事故发生地的下风向	
		土壤：石油烃	事故发生地上风向对照点	
			事故发生地受污染的区域	
			对照点	
地下水：石油类	事故发生地中心周围的水井			

			事故发生地上游对照点	
--	--	--	------------	--

表 8.6-3 生态监测方案

序号	监测因子	监测方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1次/年，直至恢复原有覆盖度

8.6.3 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，本项目依托场站加热炉均属于“五十一 通用工序 锅炉”中单台且合计出力20吨/小时（14兆瓦）以下的锅炉，应按相关要求申请排污许可证，实行排污许可简化管理，大庆油田有限责任公司第七采油厂已于2021年10月20日取得大庆市生态环境局颁发的排污许可证（证书编号：91230607716675409L018R）。

8.7 “三同时”项目一览表

施工期环保工程应保留影像资料，以备验收查验。本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表8.7-1、表8.7-2。

表8.7-1 项目“三同时”一览表

类别	防治内容	污染物	产生量
施工期	废气	施工期扬尘	及时洒水、临时土方和运输车辆等加盖苫布等遮盖物
	废水	施工人员生活污水	排入施工现场附近阀组间的防渗旱厕，定期清掏用作农家肥
		试压废水	由罐车拉运至含油污水处理站处理后回注油层，不外排
	固废	施工废料、废防渗布	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
		生活垃圾	收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理
			施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³
			不外排
			执行《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm），回注油层
			《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第Ⅰ类一般工业固体废物标准
			不外排

	噪声	施工机械噪声	选用低噪声设备，安装隔声减震等降噪措施	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求：昼间≤70dB，夜间≤55dB 的要求
运营期	废气	采油井场、场站非甲烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等	执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 4.0mg/m ³ 。
		场站内非甲烷总烃	采出液密闭输送，采取密闭性良好的阀门等	厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中的标准要求
		依托场站加热炉	采用清洁燃料天然气（油田伴生气）作为原料，通过烟囱排放	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准（SO ₂ ≤100mg/m ³ 、NO _x ≤400mg/m ³ 、颗粒物≤30mg/m ³ 、烟气黑度≤1）
	废水	作业废水	罐车运送至含油污水处理站处理	执行《大庆油田地面工程项目建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm），回注油层
		清防蜡废水	经集输系统输送至含油污水处理站处理	
		含油污水（采出水）	经依托转油站管输至含油污水处理站处理后回注油层	
	地下水	区域上游设立 1 口潜水跟踪监测井（史家围子地下水井 124.774579，46.052475）；区域下游设置 2 口潜水跟踪监测井（团结村地下水井 124.880089，45.654008；唐花马屯地下水井 124.674133，45.983505），区域下游设置 1 口承压水跟踪监测井（小张屯地下水井 124.760643，45.865986）	对布设的 4 口潜水监测井水质进行监测，监测因子为：pH、石油类	
	固废	含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，拉运至葡萄花含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准

	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单（GB18597-2001）标准要求
噪声	井场噪声	低噪声设备、定期维护保养	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
	生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地19.597hm ²	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄。保留生态恢复前后的影像资料。恢复原有地貌，3~5年恢复原有植被覆盖度。

表8.7-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	加热装置烟道气排放监测
	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水、土壤及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	临时占地植被恢复情况：本项目建成投入运行后对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地4.72hm ² 、表土利用
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

9 环境影响评价结论

9.1 工程概况

基建油水井26口，其中油井7口，注水井19口（包含转注井5口），油井采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺。新建单井集油掺水管线共7.02km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-0.08\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.94\text{km}$ ；注水井19口，其中18口采用单干管多井配水工艺，新建配水阀组3套，利旧配水阀组15套；另外1口采用单干管单井配水工艺，就近挂接至注水支干线。新建注水井单井支线共12.57km，其中 $\Phi 60 \times 5-12.29\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 6-0.23\text{km}$ 、 $\Phi 48 \times 4.5-0.05\text{km}$ 。建成产能 $0.375 \times 10^4\text{t/a}$ 。项目新增占地面积 20.2945hm^2 ，其中永久占地 0.6975hm^2 ，临时占地 19.579hm^2 。工程投资1538.1万元。

9.2 政策符合性结论

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订）要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》、《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）、《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）等要求，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）、《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）、《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。

9.3 选址合理性结论

本工程位于黑龙江省大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇，根据现场调查，项目施工临时占地为盐碱草地、耕地（一般耕地及基本农田），根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、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、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然

然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目位于大同区重点管控单元及肇源县一般管控单元，重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。一般管控单元以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。本项目施工期、运行期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿。本项目施工及运营过程中产生的污染物均得到有效治理，且钻井施工阶段井场及运营期井场及管道均采取分区防渗措施，不会对周边草地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。

本工程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，尽量避让周围环境敏感点，减少对草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水环境影响、声环境影响、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。项目施工期及运行期产生的废气、废水、噪声、固体废弃物和生态影响，通过采取相应防护措施后，各项污染物均可以达标排放，生态影响可以得到有效的恢复；工程通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应。

根据《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，重点预防区包括林甸县、肇源县和杜蒙县部分乡镇，重点治理区包括大同区杏树岗镇、八井子乡、大同镇、老山头乡、祝三乡，林甸县，肇源县及杜蒙县部分乡镇，本项目位于大同区八井子乡、老山头乡，肇源县头台镇均属于水土流失重

点治理区，本项目施工阶段采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失；利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸露地表，道路应在推平后加以机械碾压，做好原有植被恢复工作。采取以上措施后，本项目水土流失量较少，产生的影响较小。项目周围地表水体为康家围子泡，距离地表水体较近的井施工期设置护坡，护坡高度高出水泡最高水位50~80cm；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置；运营期限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染等，项目的建设不会对地表水造成影响。

同时，项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、大庆市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状

9.4.1 空气环境质量现状

大庆市生态环境局2021年6月5日公布的《201年大庆市生态环境状况公报》，统计数据可知，项目所在区域属于达标区。均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³标准要求。

9.4.2 地表水环境质量现状

康家围子泡监测时段pH 7.9~8.1个pH单位、COD_{Cr}浓度为60~66mg/L、氨氮浓度为0.464~0.481mg/L、石油类、硫化物、挥发酚均为未检出，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），无关于康家围子泡功能区划，本次监测数据紧作为背景数据；库里泡监测时段库里泡环境质量除COD、BOD₅超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，本项目特征因子石油类未检出，根据现场调查可知COD、BOD₅超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

9.4.3 地下水环境质量现状

根据地下水环境质量现状计算结果可知，区域地下水质量除部分监测点锰超标外均

满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。本项目特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.4.4 声环境质量现状

项目区评价范围内各监测点昼间及夜间等效连续 A 声级均无超标现象，达标率 100%，本项目区域声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

9.4.5 土壤环境质量现状

评价区域内拟建区块处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.4.6 生态环境现状

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地兼有耕地和林地生态系统，属于人工制造的生态系统，具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施，目前油田作业对生态系统影响较小。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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，对地表水康家围子泡产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油水井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，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。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程所在区域含水层主要有第四系孔隙潜水含水层和承压水含水层，各层均蕴藏着丰富的地下水资源。本工程正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响。但在非正常工况和事故状态下有可能对地下水环境造成影响，在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程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；

运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的固体废弃物主要有废作业防渗布、含油污泥、落地油、施工废料、生活垃圾。产生量少，并且采取了合理的废物回收、处置方案。

施工期施工废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆市龙清生物科技有限公司处理；

运营期含油污泥和落地油送葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆油田水务工程有限公司七厂污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路；废作业防渗布统一送有资质单位处理；建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中执行转运联单制。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

项目的管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可

能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.6 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。

9.7 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第七采油厂负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、注入管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.8 公众意见采纳情况

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为2022年12月28日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=533>）。

征求意见稿公示日期为2023年1月30日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=534>）

报纸第一次公告日期为2023年2月2日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为2023年2月6日（大庆油田报）。

现场张贴公示日期为 2023 年 2 月 3 日，公示地点为井场周边村屯。

并于 2023 年 2 月 20 日在黑龙江环保技术服务网网站进行本工程环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明公示（黑龙江 - 环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=452>）。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，本工程的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.9综合结论

综上所述，第七采油厂2023年局部注采系统调整产能建设地面工程项目符合国家产业政策和区域发展规划，油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行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，本工程是可行的。