

2022年卫星油田太109区块产能建设地面工程项 目

环境影响报告书

建设单位：安达市庆新油田开发有限责任公司

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

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.....	27
1.6环境影响评价的主要结论.....	29
2 总则.....	31
2.1 编制依据.....	31
2.2 评价目的及原则.....	33
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	34
2.4环境评价标准.....	36
2.5 评价工作等级.....	42
2.6 评价范围及环境保护目标.....	49
2.7 评价工作内容及重点.....	51
3 建设项目工程分析.....	52
3.1建设项目概况.....	52
3.2 现有区块情况.....	57
3.3 依托工程分析.....	62
3.4 建设项目工程分析.....	64
3.5清洁生产分析.....	78
4 环境现状调查与评价.....	81
4.1 自然环境现状调查与评价.....	81
4.2环境敏感区调查.....	88
4.3 环境质量现状调查与评价.....	88

4.4 区域环境污染源调查.....	113
5 环境影响预测与评价.....	115
5.1 环境空气影响预测与评价.....	115
5.2 地表水环境影响预测与评价.....	119
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	122
5.4 声环境影响分析.....	130
5.5 固体废物环境影响分析.....	131
5.6 生态环境影响评价.....	134
5.7 土壤环境影响评价.....	136
5.8 环境风险评价.....	140
6 环境保护措施及可行性论证.....	148
6.1 大气污染防治措施及可行性论证.....	148
6.2 水污染防治措施及可行性论证.....	149
6.3 噪声污染控制措施及可行性分析.....	153
6.4 固体废物污染防治措施及其可行性分析.....	154
6.5 生态保护措施.....	156
6.6 土壤防治措施及其可行性分析.....	160
6.7 环境风险防范措施.....	162
6.8 油田开发后期及闭井期环保措施.....	167
6.9 “三同时”环保验收一览表.....	167
7 环境影响经济损益分析.....	171
7.1 环境损失费估算.....	171
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	171
7.3 环境经济损益分析结论.....	172
8 环境管理与监测计划.....	173
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	173
8.2 环境监控.....	174
8.3 本工程污染源排放清单.....	175

8.4 总量控制.....	177
8.5 施工期环境管理与监测计划.....	178
8.6 运营期环境管理与监测计划.....	178
9 环境影响评价结论.....	181
9.1 工程概况.....	181
9.2 产业政策符合性结论.....	181
9.3 选址和理性结论.....	181
9.4环境质量现状评价结论.....	181
9.5环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	182
9.6 环境影响经济损益分析结论.....	184
9.7环境管理与监测计划结论.....	184
9.8 公众意见采纳情况.....	184
9.8 综合结论.....	185

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。《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。《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》中提出要完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，全力服务油田产能建设。在这一总体部署下，安达市庆新油田开发有限责任公司决定在大庆市大同区高台子镇大广高速西侧350m处实施2022年卫星油田太109区块产能建设地面工程项目。

安达市庆新油田开发有限责任公司是一个以石油天然气勘探开发为主营业务的大型地区公司，开发区域遍布大同区，本次项目开发建设位于卫星油田太109区块。目前该区块内已完钻油井55口，水井28口，且本项目区块在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程》、《卫星油田太108、太109、太121区块加密调整钻井工程》中进行了评价，《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程》项目环评文件于2010年2月2日取得黑龙江省环境保护厅批复（黑环函〔2010〕43号），竣工验收于2014年6月13日取得黑龙江省环境保护厅批复（黑环验〔2014〕150号）；《卫星油田太108、太109、太121区块加密调整钻井工程》项目环评文件于2018年5月21日取得大庆市环境保护局批复（绥环函〔2018〕158号），现未完工，未进行验收。因此本项目属于改扩建项目。根据与大庆市大同区土地局核实，本项目拟钻井位于大庆市大同区高台子镇，本项目占地属于基本草原（具体见附图2）。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”中涉及环境敏感区的项目，本项目占用名录中第二条（二）中的基本草原，不涉及名录第三条中的除永久基本农田、水土流失重点治理区外的其它依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，因此编制环境影响报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第682号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第16号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）等法律法规，为保证

建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，安达市庆新油田开发有限责任公司委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。

1.2 建设项目的特点

本项目为产能建设地面工程，位于大庆市大同区高台子镇，大广高速西侧350m，东围子东侧2.9km处。建设内容为基建油水井8口（其中油井6口、水井2口，共分布在3座丛式井场），油井采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 $\phi 60 \times 4.5 \sim 3.4\text{km}$ ，水井沿用已建系统的分散注水工艺，采用单干管多井配水流程，新建单井注水支线DN40/PN25~1.6km。并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能 $0.37 \times 10^4\text{t/a}$ 。本工程占地类型均为草地，属基本草原，总占地面积 5.54hm^2 ，其中永久占地 0.489hm^2 ，临时占地 5.051hm^2 。工程总投资542.6万元。

本项目施工期8口油水井均不涉及射孔作业（射孔已在钻井工程完成），6口油井需压裂作业后进入产能地面建设，产能地面建设包括井场建设、管线铺设、通井路的建设等。压裂工艺过程采用压裂车把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量；井场建设首先进行井台平整，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；管线建设采用开挖直埋方式，部分道路穿越采用顶管施工；本项目新建的通井路均为土路，施工方式首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。

本项目基建油水井8口，基建油井采出液由集输管道进入已建2-10#集油阀组间内，卫一联转油站接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入卫一联脱水站。油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。卫一联脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至卫一联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）限值要求：“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 2\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后外输至注水站，最后通过配水间将达标污水回注油层，达到废水不外排。

1.3 环境影响评价的工作过程

我单位在2022年3月接收委托后，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2022年卫星油田太109区块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建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并于2022年3月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图1.3-1。

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。

首次环境影响评价公众参与相关信息通过黑龙江环保技术网网站（网址为<http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=485>）公开，时间为2022年03月01日，征求意见稿公示日期为2022年04月06日（网址为<http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=436>）；报纸第一次公告日期为2022年04月11日（大庆油田日报），报纸第二次公告日期为2022年04月12日（大庆油田日报）；现场公示日期为2022年04月14日，公示地点为附近村屯（车家窝堡等）；并于2022年4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。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。

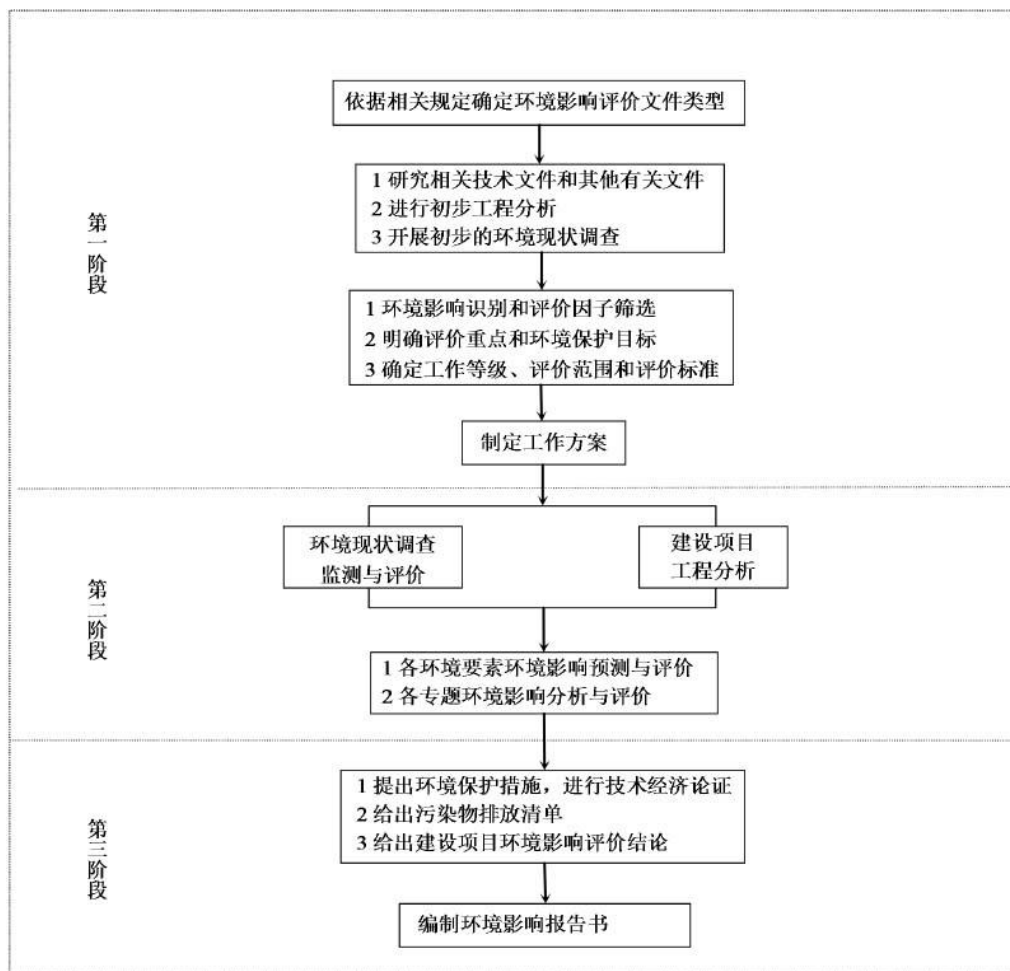


图1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为陆地石油开采项目，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）》，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，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 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高台子镇，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。

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”。第八章第三节主要矿产资源开发利用中指出，鼓励开采石油、天然气、煤层

气、地热、油页岩等矿产资源。第九章第八节环境政策，重点开发区要结合环境容量，实行严格的污染物排放总量控制指标，较大幅度减少污染物排放量。

本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卫一联合油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”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，用水量较小，不进行地下水资源的开采。

因此本工程符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

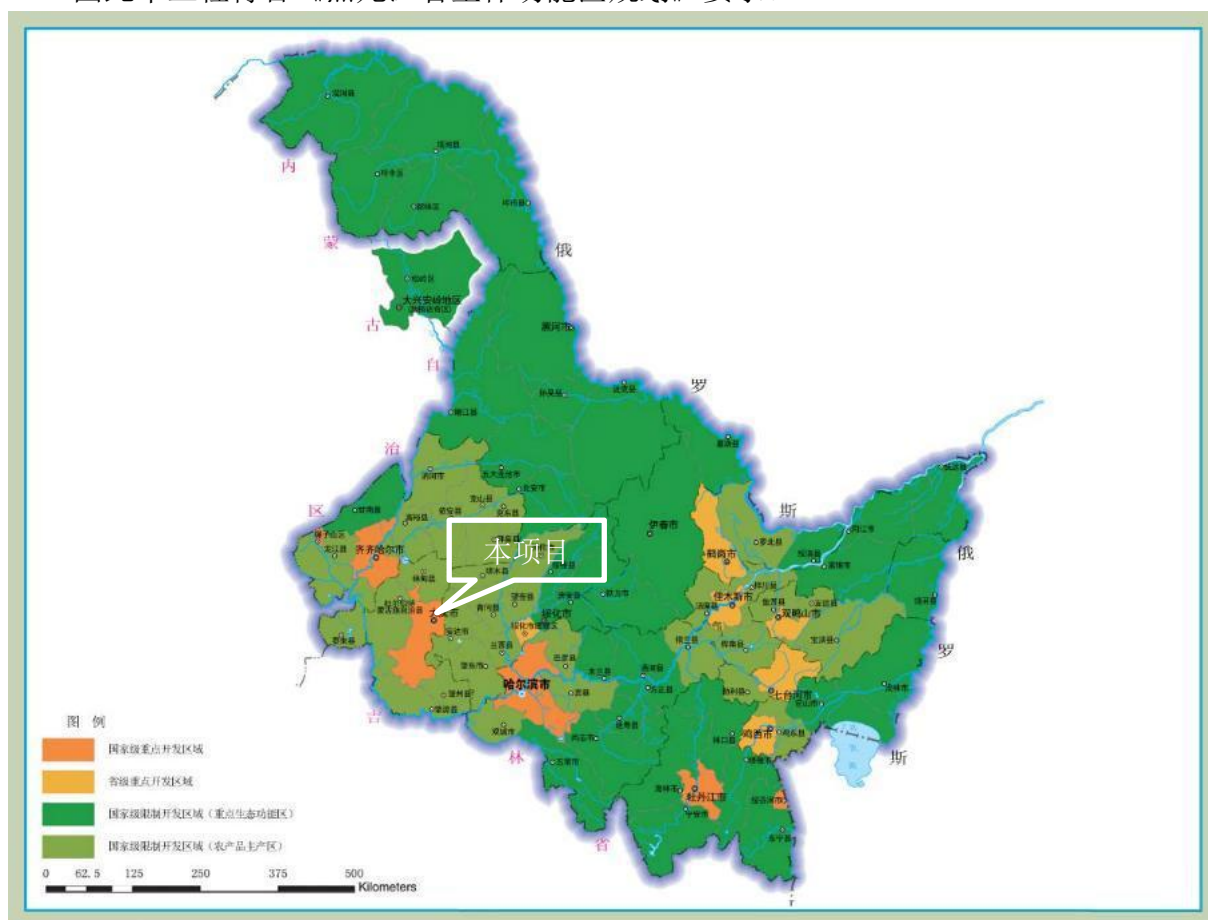


图1.4-1 黑龙江主体功能区规划图

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高台子镇境内，项目新增永久占地主要是管线、道路占地，占地类型为草地（基本草原），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 与国民经济和社会发展规划符合性分析

1、与《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（黑政发【2015】5号）符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（黑政发【2015】5号）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；页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。本工程属于油田产能开发项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

2、《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》（庆政发【2021】14号）

《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，全力服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。本工程为油田产能开发，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第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》要求。

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。

新增永久占地主要是新建井场变电站及道路占地，管线施工临时占地为草地（基本草原），施工结束后进行草地（基本草原）复垦和生态恢复，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，本项目部分井场所处的大同区高台子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附图15。

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 1.4-1 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，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。	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，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	符合

		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。	
2	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。	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阀组间内已建防渗旱厕，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。	符合
3	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。	安达市庆新油田开发有限责任公司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。	符合
4	保护水和湿地生态系统。加强河湖水生态保护，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，开展湿地保护与修复，加大退耕还林、还草、还湿力度。	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。	符合

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1.4-2 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），一般包括区块内新建的新井、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产能建设地面工程，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	符合

		转油站、脱水站、注配站站、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。	
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。	项目管线试压废水进入卫一联合油污水深度处理站，产液分离废水经卫一联合油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”，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。	项目管线试压废水进入卫一联合油污水深度处理站，产液分离废水经卫一联合油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”，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。	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。	符合
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	本工程为产能建设地面工程，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采油七厂工业固废填埋场，生活垃圾送至	符合

	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。	大庆市生活垃圾综合处理厂；含油污泥送大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的含油污泥满足油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后用于井场及通井路的平整；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。	
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。	安达市庆新油田开发有限责任公司已编制发布环境突发事件专项应急预案，该预案已于2019年7月5日在大庆油田有限责任公司应急管理办公室进行备案。安达市庆新油田开发有限责任公司已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《安达市庆新油田开发有限责任公司突发事件综合（总体）应急预案》，以及《电力系统突发事件专项应急预案》、《输油气管线突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》、《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《交通突发事件专项应急预案》、《自然灾害突发事件专项应急预案》、《公共卫生突发事件专项应急预案》、《公共聚集场所突发事件专项应急预案》、《群体性上访突发事件专项应急预案》、《网络与信息安全突发事件专项应急预案》、《安防反恐突发事件专项应急预案》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	符合

	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1.4-3 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、井等敞开放式集输方式。	

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1.4-4 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。本项目共8口油水井，共形成3座平台井。
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进一联合油污水深度处理站，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《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）通过罐车拉运至大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）后，用于井场及通井路平整

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 1.4-5。

表1.4-5 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处置，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大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）后，用于井场及通井路平整。	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。	本工程位于大同区高台子镇境内，周边主要的地表水体主要为民荣泡，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全部进入卫一联含油污水深度处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（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。	本工程位于大同区高台子镇境内，距本项目井场较近的地表水体主要为民荣泡，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以及支流沿岸，且石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业	符合
	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民荣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	污水处理设施产生的污泥应进行稳定	本工程依托含油污水处理站处理设施	符合

市	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。	污泥收集送至大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）后，用于井场及通井路平整。	
	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全部进入卫一联合含油污水深度处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”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 1.4-6。**表 1.4-6 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况。	安达市庆新油田开发有限责任公司作为土壤重点企业每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 ）	符合
	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（基本草原），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	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状	符合

	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。	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。	
	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，其建设单位安达市庆新油田开发有限责任公司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。	本工程新增占地为草地（基本草原），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
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。	安达市庆新油田开发有限责任公司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	符合

	<p>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。</p>	<p>息见 http://www.dqt.com.cn/turang/262719.html）。</p>	
	<p>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。</p>	<p>本工程新增占地为草地（基本草原），不占用基本农田。</p>	<p>符合</p>
	<p>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。</p>	<p>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。</p>	<p>符合</p>

1.4.2.12 与“气十条”、《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号）符合性分析

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）、《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号）及《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5号），本项目与“大气行动计划”相关要求符合性详见表 1.4-7、表 1.4-8。

表 1.4-7 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	<p>建立覆盖所有固定污染源的企业排放许可制度，2020年底前，完成排污许可管理名录规定的行业许可证核发。</p>	<p>安达市庆新油田开发有限责任公司已完成固定污染源排污许可登记许正在办理</p>	<p>符合</p>

表1.4-8 与《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>完成生态保护红线、环境质量底线、</p>	<p>本工程位于大庆市大同区高台子镇境</p>	<p>符合</p>

	资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入门槛。	内，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且井场周边无自然保护区和风景名胜区分布，目前项目区域暂无明确的环境准入负面清单，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良好。	
2	将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。	项目施工期：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，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，车辆应当采取遮盖苫布措施，严禁敞开式运输，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、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。⑤管线施工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。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施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。⑧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
3	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设	①油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发； ②本工程烃类挥发主要发生在转油站、联合站等依托场站油气分离器及泵房等。通过采取提高油气分离器及储油罐	符合

	备，加强 VOCs 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；到 2020 年 VOCs 排放总量累计削减 960 吨以上。加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管。	的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发； ③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； 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。	
--	---	--	--

1.4.2.143 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。

1.4.2.14 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大庆博昕晶化科技有限公司处理，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。

1.4.2.15 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1.4-16 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全部回收。	本项目井场作业铺设防渗布，能够做到落地油的及时且全部回收。	符合
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	本项目生产过程中产生的含油污泥定期清理送至大庆博昕晶化科	符合

	废物含油率低于 2%。	技有限公司处理进行无害化处理。处理后固体废物含油率低于 3‰。	
4	按照减量化、再利用、资源化的原则利用油气藏共生资源、综合利用固体废物、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生资源、综合利用固体废物、废水等，发展循环经济。	符合

1.4.2.16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1.4-17。

表1.4-17 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。	本项目为油田产能建设地面工程，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）利用无防渗措施的沟渠、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。	本项目施工期生活污水就近排入已建阀组间防渗旱厕，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
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	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3口地下水监控井定期进行监测。	符合

	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。		
--	--	--	--

1.4.3 “三线一单”符合性分析

本项目位于大庆市大同区高台子镇，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），本项目井区位于优先保护单元内，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高台子镇境内，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），本次产能建设井位于优先保护单元，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1.4-9。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1.4-10。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1.4-9 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。	本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目工程施工时，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。管沟回填按层回	符合

		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。采取以上措施后，本项目对区域生态影响较小。	
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。	本项目井区不在重点管控单元。	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。	本项目井区不在一般管控单元。	符合

表1.4-10 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。	本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目工程施工时，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。采取以上措施后，本项目对区域生态影响较小。	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	本项目井区不在重点管控单元。	符合

	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。	本项目井区不在一般管控单元。	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

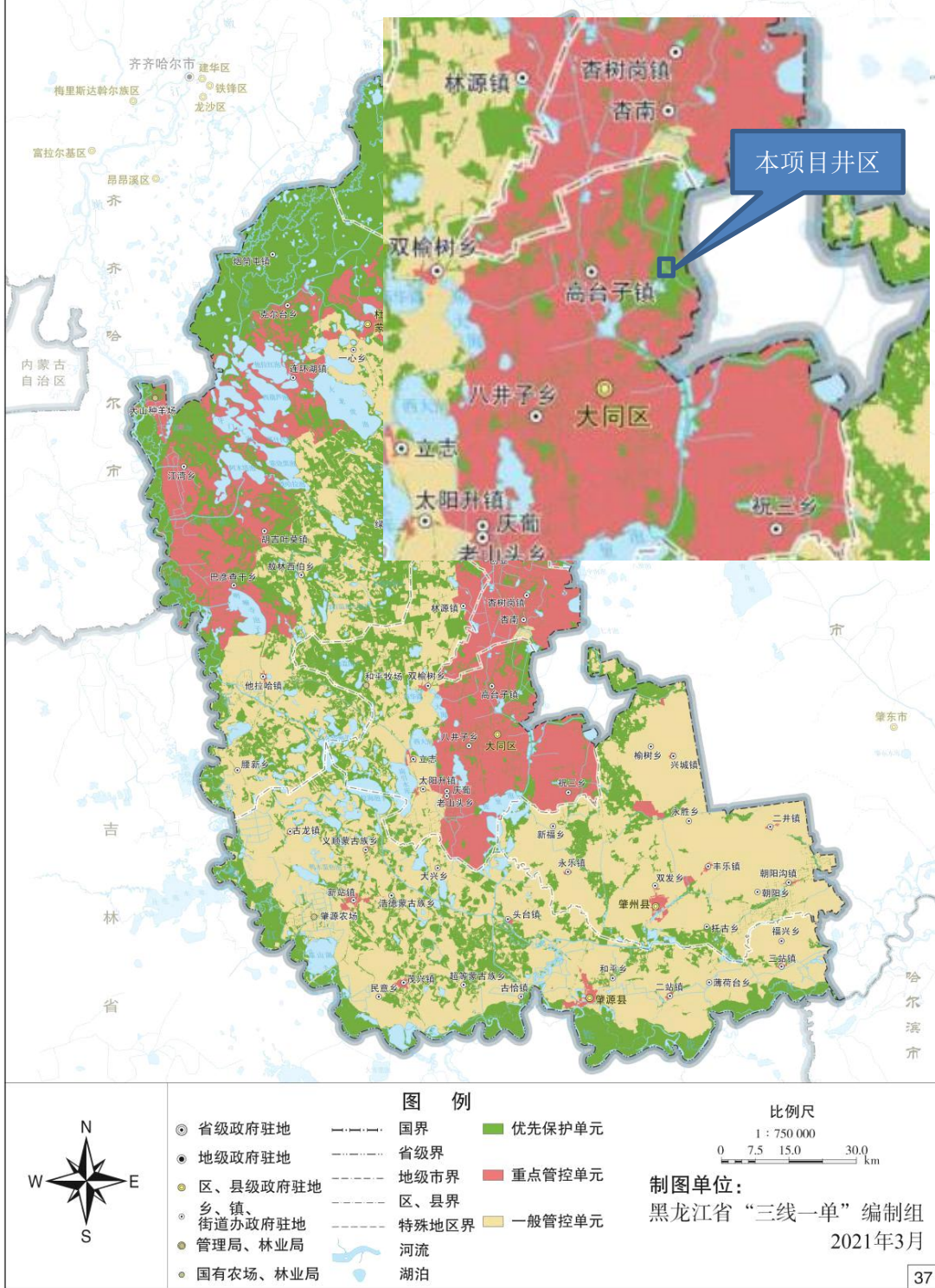


图1.4-1 本项目与大庆市环境管控单元位置关系

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高台子镇境内，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，本项目与大同区高台子镇相应管控单元管控要求符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 大庆市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	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	本项目井区位于黑龙江省大同区境内，不涉及	符合

		<p>占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。</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>	<p>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>	
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>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</p>	符合

		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。	局敏感区重点管控单元范畴。	
大同区其他区域	一般管控单元	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，依法依规升级改造或有序退出。	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。	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

本项目位于大庆市大同区高台子镇东围子东侧 2.9km，共基建 8 口油水井，根据现场调查，项目管线施工临时占地为草地（基本草原），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、饮用水水源保护区内，无自然保护区和重要湿地分布，不在生态保护红线管控范围，永久基本农田、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域内；不在以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位等重要保护目标。

本项目占地类型为草地（基本草原），重点建设项目选址确实无法避开基本草原保护区，需要占用基本草原，应按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。第十九条 因地质普查、勘探、工程建设以及其他需要临时使用草原的，应当经县以上草原行政主管部门审核同意，并收取恢复植被保证金。建设单位应经省草原行政主管部门批准同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前缴纳相关费用。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让基本草原，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。对占用的基本草原，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入；按照《黑龙江省草原条例》（2018年4月26日）的相关规定缴纳草地开垦费，专款用于开垦新的草地，基本草原的草地恢复由当地政府负责开垦相应数量的草地，进行草地保护。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和时间，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。减少对基本草原的占用，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。本项目管线施工、施工道路严格控制占地，不占用、碾压临时占地面积外的土地。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。项目施工期产生的废气、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；项目通过加强管理、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。因此，本项目选址合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于原油集输、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、压裂返排液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井场电机等发声设备产生的噪声。

(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）》，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。本项目井场位于优先保护单元，不位于重点管控单元与一般管控单元，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，对环境的影响较小。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《2022年卫星油田太109区块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日修订施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修正施行）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日修正施行）；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018年12月29日修订施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日修订施行）；

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（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) 《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第748号，2021年12月1日起施行）。
- (7) 《黑龙江省草原条例》（2018.6.28）。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）；
- (2) 《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）》；

- (6) 《国家危险废物名录》（2021年版）；
- (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) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33号，2020.06.23）；
- (11) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发[2016]3号，2016.01.10）；
- (12) 《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号，2018.11.17）；
- (13) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发[2016]46号，2016.12.30）；
- (14) 《大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划》（庆政规〔2019〕5号，2019.03.08）；
- (15) 《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）；
- (16) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017.03.31）；
- (17) 《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）；
- (18) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）；
- (19) 《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）；
- (20) 《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》（庆环规〔2020〕1号，2020.1.7）。

2.1.4 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2009）；
- (5) 《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）；

- (6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/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) 《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）2013修改；
- (14) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第736号）；
- (15) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》。

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) 《2022年卫星油田太109区块产能建设地面工程项目方案》（安达市庆新油田开发有限责任公司，2022年3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、废 压裂液	生活垃 圾、废 包装袋 和废防 渗布、 建筑垃 圾	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、 高架罐泄 露、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。

表2.3-2 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
	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、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	4	噪声	连续等效 A 声级
	5	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及种群、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
	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

2.4 环境评价标准

2.4.1 环境质量标准

(1) 评价区域环境空气执行《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) 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) 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2.4-4; 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2.4-5。

表2.4-4 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	
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	《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
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2.4-5 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 I 类标准执行，具体见表2.4-6。

表2.4-6 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) 施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中无组织排放监控浓度限值。

(2) 运营期井场及依托场站厂界外 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中无组织排放监控浓度限值，具体见表2.4-7。托场站及

租赁配注站厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）2023年1月1日起执行《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，具体见表2.4-8。

表2.4-7 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
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0

表2.4-8 非甲烷总烃厂界排放标准

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

(3) 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准其他要求

原油储存控制符合标准中第 5.2.2.1 要求：现有企业原油储罐储存控制要求[物料真实蒸气压 > 66.7kPa 且单罐设计容积 ≥ 75m³，应采用：a) 采用压力罐或低压罐；b) 采用固定顶罐，

采取油罐烃蒸气回收措施；物料真实蒸气压 ≥ 27.6 但 ≤ 66.7kPa，单罐设计容积 ≥ 75m³，应采用 a) 采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；b) 采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%；c) 采用气相平衡系统；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；

储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求：固定顶罐罐体应保持完好，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，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求：5.4.1 油气田采出水、原油稳定装置污水、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。

有组织排放控制要求符合标准 5.6 要求：a) 非甲烷总烃排放浓度不超过 120 mg/m³；b) 生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率 ≥ 3 kg/h 的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于 80%。

(4) 项目运营期依托卫一联转油脱水站等场站的加热炉均为 2014 年之前建设完成的，

其加热炉产生的污染物执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准，具体见表2.4-9。

表2.4-9 在用燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

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

（5）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，具体见表2.4-10。

表 2.4-10 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
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	

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卫一联合油污水深度处理站处理，采出液分离含油废水和油井作业废水依托卫一联合油污水深度处理站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”，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≤50mg/L、悬浮固体含量≤30mg/L、粒径中值≤5 μm”。

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2.4-11。

表2.4-11 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2.4-12。

表2.4-12 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）项目运行期处理后的含油污泥执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）垫井场和通井路标准。具体标准值见表2.4-13。

表2.4-13 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
1	石油类	≤3000mg/kg
2	As	≤30mg/kg
3	Hg	≤0.8mg/kg
4	Cr ⁶⁺	≤5mg/kg
5	Cu	≤150mg/kg
6	Zn	≤600mg/kg
7	Ni	≤150mg/kg
8	Pb	≤375mg/kg
9	Cd	≤3mg/kg
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、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

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

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，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5.245t/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%（ $5.245t/a \times 30\% = 1.5735t/a$ 、 $0.18kg/h$ ）。

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	面源	面源	与正	面源有	年排	排放	污染物排放速
----	--------	----	----	----	----	-----	----	----	--------

			海拔高度/m	长度/m	宽度/m	北向夹角/°	效排放高度/m	放小时数/h	工况	率/(kg/h)
	东经	北纬								非甲烷总烃
产能区域	124.9064298	46.14650339	132	1200	500	0	3	8760	连续	0.18

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) 拟建项目位于油田开采区，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		38.7
最低环境温度/°C		-39.3
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 checked="" type="checkbox"/> 是 <input 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 type="checkbox"/> 是 <input checked="" 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：

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

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 (%)
产能区域	非甲烷总烃	0.2907

《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 $P_{\max}=0.2907\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

施工人员产生的生活污水排注入井场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；管道试压废水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注油层。采出液分离污水经卫一联含油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，回注油层，项目不向地表水体排放废水，依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）“建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价”，本项目地表水评价等级为三级 B。

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。

经现场详查，本项目评价区内及周边村屯饮用水源以地下水作为供水水源，在评价范围内的村屯主要为东围子等。村屯内均为分散式供水井，供水人数均少于1000人，开采层位为承压含水层。

分散式饮用水源的划分依据为《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2-1。



图2-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，本工程区域分散式饮用水源主要为小型水源，且均未划定保护区。因此根据图2.6-1所示，以水源为中心，地下水水源井50m半径区域内为敏感区；以敏感区为边界，地下水水质迁移距离2000d的外扩区域为较敏感区；2000d以外的外扩区域为不敏感区。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值2000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

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，潜水含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ， $K=10\text{m/d}$ ； $I=0.0006$ ； $T=2000$ ； $n_e=0.34$ ，得出 $L=2 \times 10 \times 0.0006 \times 2000 / 0.34 = 70.6\text{m}$ ；即 $L+50=120.6\text{m}$ 区域内为“较敏感区”，农村分散式地下水饮用水水源井120.6m以外的外扩区域为不敏感区。

本项目井场距离最近地下水井为东围子水井，距井场距离约为2900m \geq 120.6m。因此，评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

3、评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-3。

表2.6-3 评价工作等级表

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

综上所述，建设项目地下水环境敏感程度为“不敏感”，本项目为I类项目，依据评价工作等级划分原则，地下水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》（HJ2.4-2009）中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则：建设项目所处的声环境功能区为GB3096规定的1类、2类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达3dB(A)~5dB(A)（含5dB(A)），或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程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，项目周边200m范围内无声环境敏感点，距离本项目基

建井场最近的村屯为外边屯，位于基建1#平台井场西侧2900m，敏感目标声级增量在3dB(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 0.489hm^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

本项目新增永久占地0.489hm²，新增临时占地5.051hm²，总占地面积为5.54hm²（0.04975km²）。项目占地面积在≤2km²范围内，新建管线总长度为5.051km，小于50km，区域内主要为草地（基本草原），属于一般区域。项目评价区域内无自然保护区、风景名胜區、重要湿地等生态敏感区，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）及《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2011）的有关规定，确定本次生态影响评价等级为三级。

表2.5-10 生态影响评价工作等级划分判据

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积2-20km ² 或长度50-100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.5.7 风险评价

本工程施工期不存在危险单元，运营期主要是集油管线为危险单元，本项目新建集油管线3.4km，管线规格为Φ60×4.5，采用单管环状掺水集油流程，形成1个环，因此集油管道整体联通，最大长度3400m， $\pi(51/2/1000)^2 \times 3.4 \times 1000 = 6.94t$ ，该区块气油比约20.8m³/t，天然气密度按0.72kg/m³计算，则天然气的最大存在量为0.104t。

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2.5-11。

表2.5-11 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	0.104	10	0.0104	0.01317
2	原油（石油类）	/	6.94	2500	0.00277	

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0.01317<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

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边界外扩2.5km的矩形区域围及管线两侧200m范围的区域，本项目大气评价范围内无大气环境保护目标。大气环境评价范围见附图3。

2.6.2 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境评价范围为井场、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），采用公式法计算确定地下评价范围： $L=2\times 10\times 0.0006\times 2000 / 0.34=70.6m$ ；即 $L+50=120.6m$ ，结合该区域地下水流向、工程周边村屯取注入井分布的实际情况以及现状布点情况，确定地下水评价范围为 $10.5km\times 6.7km=70.35km^2$ 的东北→西南走向的矩形区域。地下水环境保护目标详见表2.6-1，地下水评价范围及保护目标分布见附图3。

表2.6-1 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	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	车家窝堡水井	3#平台井场东侧 3.4km	承压水井1口，井深100m，供本村饮用，供水规模约420人，其余分散式水井约140口，井深18m左右，用于喂养牲畜及灌溉	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
	东围子水井	1#平台井场西侧 2.95km	承压水井1口，井深100m，供本村饮用，供水规模约300人，其余分散式水井约100口，井深20m左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	东太平村水井	2#井场西侧4.64km	承压水井1口，井深75m，供本村饮用，供水规模约850人，其余分散式水井约280口，井深20m左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	外边屯水井	3#井场西南侧 3.73km	承压水井1口，井深100m，供本村饮用，供水规模约135人，其余分散式水井约45口，井深18m左右，用于喂养牲畜及灌溉	

新立屯水井	1#平台井场东侧 4.80km	承压水井1口，井深75m，供本村饮用，供水规模约225人，其余分散式水井约75口，井深25m左右，用于喂养牲畜及灌溉	
-------	--------------------	--	--

2.6.54生态环境、土壤环境和地表水评价范围及保护目标

本工程生态环境评价范围为评价范围为项目区域边界外扩 1km 范围及新建管线、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2.6-2，生态环境评价范围见附图3，生态环境保护目标分布见附图3。

本项目土壤环境评价范围为井场区块外扩1km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2.6-2，土壤环境评价范围见附图3。

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民荣泡。保护目标详见表2.6-2。

表2.6-2 生态、土壤环境和地表水保护目标统计

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	杏南排水干渠	基建1#平台西侧1.88m	干渠总长为16.6km， 总控制面积为 33.2×10 ⁴ m ²	保护水环境质量现状
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）》中第二类用地风险筛选值
	井场边界外延 1km 范围内的居民区等土壤环境，主要包括村屯等居住用地			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	井场边界外延 1km 范围内的土壤环境，以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内内土壤环境，主要为耕地（非基本农田）、基本草原（盐碱草地）			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值
生态环境	草地生态系统、农田生态系统	井场外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m		生态环境不受到破坏

2.6.5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2.6-1~2.6-2。

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：2022年卫星油田太109区块产能建设地面工程项目；

建设地点：黑龙江省大庆市大同区高台子镇；

建设性质：改扩建；

建设内容：基建油水井8口（其中油井6口、水井2口，共分布在3座丛式井场），油井采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 $\phi 60 \times 4.5 \sim 3.4\text{km}$ ，水井沿用已建系统的分散注水工艺，采用单干管多井配水流程，新建单井注水支线DN40/PN25~1.6km。并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能 $0.37 \times 10^4\text{t/a}$ 。本工程占地类型均为草地，属基本草原。

占地面积：项目新增占地面积 5.54hm^2 ，其中永久占地 0.489hm^2 ，临时占地 5.051hm^2 。

工程投资：542.6万元。

施工时段：预计本项目施工期为2022年8月~2022年10月。

3.1.2 项目组成

本项目为庆新油田产能建设地面工程，钻井工程已经射孔完井，本项目基建油井不进行压裂。具体项目组成情况见表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	原油集输工程	本次共基建油水井8口，其中油井6口、注水井2口，共形成3座平台。采用抽油机举升方式，构筑井台并配套安装抽油机6台、采油树井口设备及采油动力配电设施。建成产能 $0.37 \times 10^4\text{t/a}$ 。	新建
	原油集输工程	本项目6口油井采用单管环状掺水集油流程，搭接接入卫一联合站已建2-10#阀组间集油环，新建单井集油掺水管道 $\phi 60 \times 4.5 \sim 3.4\text{km}$ 。	新建
	注水工程	本项目基建2口水井，沿用已建系统的分散注水工艺，采用单干管多井配水流程，2口水井就近接入已建卫一联2-10#注配间，新建单井注水支线DN40/PN25~1.6km。	新建
辅助工程	道路工程	新建低洼地通井土路1.2km，路面宽4m。	新建
	油井清防蜡	本项目6口抽油机井采用固体防蜡器为主，热洗为辅的清防蜡方式。	新建
	油井数	实现油压、示功图、冲程、冲次、电机综合电参（电流、电	新建

	数字化工程	字化	压)等参数采集及数据上传;油井实现故障情况下的远程启停井。	
		集油阀组间数字化	集油阀组间内单环掺水管线设置掺水自动控制装置,单环掺水量与回油温度连锁,采集集油、掺水汇管压力、温度及单环回油温度;间内设视频。	新建
		注配间数字化	每口注水井采用流量自控仪,进行流量测量、记录、调控等。对来水压力、每口单井压力、单井流量均进行采集,根据工程需要可远程调控每口单井注入流量。柱塞泵进出口设置压力变送器,来水设压力变送器。泵进口设超低压保护,出口设超高压保护,连锁停泵。事故状态下可远程停注水泵。	新建
公用工程	供水工程		地面工程施工期生产用水由水罐车运送,生活用水采用桶装水。运营期无新增定员。	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41.5m ³ ,由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/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周围阀组间内防渗旱厕。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		本项目井场配电采用单变压器对单井及单变压器对多井2种方式,共新建井场变电站3座,新建10kV供电线路1.1km,均为支线,采用LGJ-50型导线。	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,卫一联转油脱水站加热炉产生的废气均经8m以上烟囱排放,卫一联转油脱水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周围阀组间内防渗旱厕;管道试压废水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注,不外排。卫一联含油污水深度处理站运转正常,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,产生的含油污水经卫一联含油污水深度处理站处理后回注地下,出水满足“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤	依托

			3mg/L、粒径中值 $\leq 2 \mu m$ ”标准后回注油层；油井作业废水由罐车拉运至卫一联合含油污水深度处理站进行处理，处理达标后回注地下，不外排。卫一联合含油污水深度处理站运转正常，且已经通过建设项目竣工环境保护验收。	
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		项目定期对油水井进行巡检，发现异常响动及时处理；依托场站机泵设备均安装在泵房内，并且设置减振基础、隔声门窗等。	新建
固废处置措施	施工期		施工期生活垃圾统一收集，由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理；施工产生的施工废料送至第八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）统一收集送大庆博昕晶化科技有限公司处理；废防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处理；	
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5.051hm 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污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。	依托
依托工程	卫一联合转油脱水站		站内采用“三合一+五合一”进行气液分离及脱水处理，本项目6口油井产液先进入“三合一”进行气液分离，再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理，三合一设计处理能力17000t/d，接入本次产能后最大处理液量14510t/d，负荷率为85.4%，可满足生产需要，依托可行。	依托
	卫一联合含油污水深度处理站		卫一联合含油污水深度处理站采用“两级沉降+两级过滤”工艺，设计能力6200m ³ /d，本次产能接入后最大处理量为4100m ³ /d，系统负荷率66.1%，能够满足本次产能需求，依托可行。	依托
	大庆博昕晶化科技有限公司处理		大庆博昕晶化科技有限公司处理设计处理能力280t/d，本次产能产生含油污泥量为0.311t/a，接入本项目后最大处理油量105t/d，负荷率为37.5%，可满足生产需要。	依托
	第八采油厂工业固废填埋场		第八采油厂工业固废填埋场位于大同区采油七厂东北9km一处盐碱地内，于2013年通过环保验收（验收文号为庆环验	依托

		[2013]12号)，总容量为 14000m ³ ，设计年处理能力为 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 0.06t，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。	
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（20 cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。		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

本项目井位部署见表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	1#平台	卫2-18-5	21647271	5114229	抽油井	草地
2		卫2-18-斜4	21647278	5114231	抽油井	草地
3	2#平台	卫2-16-6	21647242	5113843	抽油井	草地
4		卫2-17-斜6	21647242	5113850	水井	草地
5	3#平台	卫2-11-斜5	21647095	5113029	抽油井	草地
6		卫2-11-斜6	21647095	5113031	抽油井	草地
7		卫2-12-6	21647095	5113035	水井	草地
8		卫2-13-斜5	21647095	5113033	抽油井	草地



图 3.1-1 井位分布图

(2) 开发指标预测

本次基建油水井8口，其中油井6口，注水井2口，建成产能 $0.37 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块含油面积共 0.56km^2 ，开采层位属于葡萄花油层，平均油层中部深度为1179m，储层平均空气渗透率 $96.8 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ ，开发指标预测详见表3.1-3，原油物性表见表3.1-4，采出水理化性质指标见表3.1-5。

表 3.1-3 本工程开发指标预测（油井）

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
采油井（口）	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
注水井（口）	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
平均单井产油量（t/d）	2.3	1.8	1.5	1.3	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5
平均单井产液量（t/d）	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.6	5.8
年产油量（ 10^4t/a ）	0.16	0.37	0.31	0.26	0.22	0.19	0.16	0.14	0.12	0.10
年产液量（ 10^4t/a ）	0.38	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.16	1.20
平均单井日注水量 （ m^3/d ）	28	28	28	28	29	30	30	31	31	31
最大注水压力 （MPa）	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0

含水 (%)	59.1	67.1	73.1	77.1	80.6	83.5	85.9	88.0	90.0	91.8
年注水量 (10 ⁴ m ³ /a)	0.7	2.0	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3

表 3.1-4 采出原油物性表

层位	密度 (g/cm ³)	地下粘度 (mPa.s)	凝固点 (°C)	含蜡 (%)	胶质 (%)	油气比 (m ³ /t)
葡萄花油层	0.8631	10.54	31	23.2	20.94	20.8

表 3.1-5 产出水理化性质表

油层	总矿化度 (mg/L)	氯离子 Cl ⁻ (mg/L)	pH 值
葡萄花油层	8158.1	3239	8.1

3.1.3.2 采油工程方案

(1) 采油方式

本工程产能基建油井6口，全部采用抽油机举升方式，根据采油工程方案。拟建采油工程内容见表3.1-6。

表3.1-6 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
抽油机及配套	机型	CYJX6-2.5-26HF	台	6
	电机	15kW单速单功率电动机	套	6

(2) 油井清防蜡方式

采用固体防蜡器为主，热洗为辅的清防蜡方式。

3.2 现有区块情况

3.2.1 现有区块开发情况

卫星油田共有油水井1043口，其中油井719口，水井324口，累计产油387.0756×10⁴t，地质储量采油速度0.79%，地质储量采出程度14.63%，可采储量采油速度3.14%，可采储量采出程度58.502%，剩余可采储量采油速度7.45%；2020年注水172.66×10⁴m³，年注采比1.43；油田综合含水80.79%。卫星油田太109区块位于黑龙江省大庆市大同区境内，太109区块构造上西低东高，构造相对平缓，断块主要有近南北向断层遮挡形成的断阶构造，油藏类型为构造油藏。太109区块已提交探明地质储量，太109区块内共目前完钻83口油水井，含油面积0.56km²，探明地质储量19.67×10⁴t，平均单井射开厚度6.6m，有效厚度3.0m，孔隙度22.9%，含油饱和度64.3%，地面原油密度0.868g/cm³。边部开发并于2018年6月投产，平均单井钻遇有效厚度5.3m，第1年平均单井日产油5.4t/d，2020年8月平均单井日产油量3.5t/d，开发效果较好，具有一定外扩潜力。

区内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，涉及各种不同功能站库，详见表3.2-1。

表3.2-1 区块已建各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
1	转油（放水）站	2	卫一联转油脱水站、卫1转油站、卫2转油站
2	脱水站	1	卫一联转油脱水站
3	含油污水站	1	卫一联合油污水深度处理站

3.2.2 现有区块环保验收情况

本项目分布在太109区内进行建设，在现有区内进行开发，属于滚动开发区块，目前该区内已完钻油井55口，水井28口，且本项目区内57口油水井在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程环境影响报告书》中进行了评价，该项目环评文件于2010年2月2日取得黑龙江省环境保护厅批复（黑环函〔2010〕43号），竣工验收于2014年6月13日取得黑龙江省环境保护厅批复（黑环验〔2014〕150号）；第二批26口油水井在《卫星油田太108、太109、太121区块加密调整钻井工程环境影响报告表》中进行了评价，该项目环评文件于2018年5月21日取得绥化市环境保护局批复（绥环函〔2018〕158号），2022年2月10日已经完成自主验收。本项目现有区块的环评及验收情况见表3.2-2。

表3.2-2 区内现有工程环评及验收情况表

序号	区内现有工程项目名称	环评批复	验收情况
1	安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程	黑环函〔2010〕43号，2010.2.2	黑环验〔2014〕150号，2014.6.13
2	卫星油田太108、太109、太121区块加密调整钻井工程	绥环函〔2018〕158号，2018.5.21	2022年2月10日完成自主验收

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及现状监测可知：

（1）废气污染防治措施调查结论

①非甲烷总烃

现有工程排放的废气主要为太109区内油井以及集输管线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，区块目前产油约 6.4×10^4 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 90.72t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据大庆中环评价检测有限公司于2022年3月5日-6日，对区域内场站及已建井场监测结果可知：卫一联合站排放的非甲烷总烃厂界浓度0.46~0.71mg/m³之间，已建卫2-13-斜6井场排放的非甲烷总烃厂界浓度0.56~0.77mg/m³之间，现有工程井场及场站排放的无组织非甲烷总烃厂界能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值。

②锅炉烟气

现有工程运行期产生的废气主要来自依托的卫一联合站加热炉排放的锅炉烟气，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（见附件2）（大庆中环环境检测评价有限公司，2022年3月5日—2022年3月6日），卫一联合站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为12.6mg/m³，NO_x平均值约为86mg/m³，SO₂平均值约为23mg/m³；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。

根据建设单位提供的场站燃气情况，卫一联合站年燃气量为556.84×10⁴m³/a，现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见表3.2-3。

表3.2-3 现有区块内场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万Nm ³ /a）	烟气量（万Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
				颗粒物	NO _x	SO ₂
卫一联合站	10m	556.84	6286.72	0.792	5.407	1.446
合计		556.84	6286.72	0.792	5.407	1.446

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为0.792t/a，NO_x排放量为5.407t/a，SO₂排放量为1.446t/a，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水污染防治措施调查结论

根据根据实测数据（见附件2）（大庆中环环境检测评价有限公司，2022年3月5日—2022年3月6日），卫一联合油污水深度处理站处理后水质含油量为3.03mg/~4.34mg/L、悬浮固体含量为1mg/~3mg/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。

（3）噪声污染防治措施调查结论

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在80~85dB(A)之间。井场电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，根据大庆中环评价检测有限公司于2022年3月5日-3月6日对现有区块内已经井场和依托场站进行监测，根据监测数据（见附件2）可知，已建卫2-13-斜6井场衰减噪声进行监测，20m处衰减噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

卫一联合站厂界噪声昼间在45.3~51.4dB（A）之间，夜间在42.6~48.3dB（A）之间。现有区块内已建井场及场站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

（4）固体废物污染防治措施调查结论

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约1.92t/a，由罐车拉运至大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）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。工程依托场站共产生生活垃圾约12t/a，送当地生活垃圾填埋场处理。

（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

通过现场调查可知，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。

本工程依托转油站能够达到《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《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，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卫一联合含油污水深度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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”规定要求，均不外排；产生的含油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

目前，安达市庆新油田开发有限责任公司已取得排污许可证，证书编号：912312817028111747003Q。该许可证已经包含本次产能依托场站排放的相关污染物。

为保护区域生态环境，安达市庆新油田开发有限责任公司在施工时采取了生态保护措施保护区域内草地及耕地生态系统。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草地生态系统的影响。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。

现有工程严格实施HSE环境管理体系，本工程环境管理工作由安达市庆新油田开发有限责任公司负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大安达市庆新油田开发有限责任公司施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

环境风险相关措施：经调查，安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田未发生过环境风险事故。安达市庆新油田开发有限责任公司已建立较完善的应急预案体系，现有《突发环境事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《油气集输突发事件专项应急预案》、《突发事件总体应急预案》等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。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程能力核实

3.3.1.1 卫一联合站

卫一联始建于2001年，站内采用“三合一+五合一”处理工艺进行气液分离及脱水处理。本站来液先进入“三合一”进行气液分离，再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理；除处理本站自身阀组来液外，还接收卫1转油站、卫2转油站的来液，两站来液可先进“三合一”进行气液分离，然后再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理，也可直接进入“五合一”进行气液分离及脱水处理；净化油外输至杏十三-I联合站，污水输至本站污水站。卫一联目前管辖油井279口，集油阀组间10座。本次产能接收新井6口，新增产能后，该站共管辖油井285口，集油阀组间10座。

站内“三合一”设计处理能力17000t/d，接入本次产能后最大处理液量14510t/d，负荷率为85.4%；站内“五合一”一段游离水设计处理能力5700t/d，二段电脱水设计处理能力1440t/d，加热1.74MW,接入本次产能后一段游离水最大处理含水油量4100t/d，负荷率为71.9%，二段电脱水最大处理含水油量1150t/d，负荷率为79.9%，加热负荷87.5%，均可以满足本次产能建设需要。

卫一联工艺原理流程见图3.3-1。

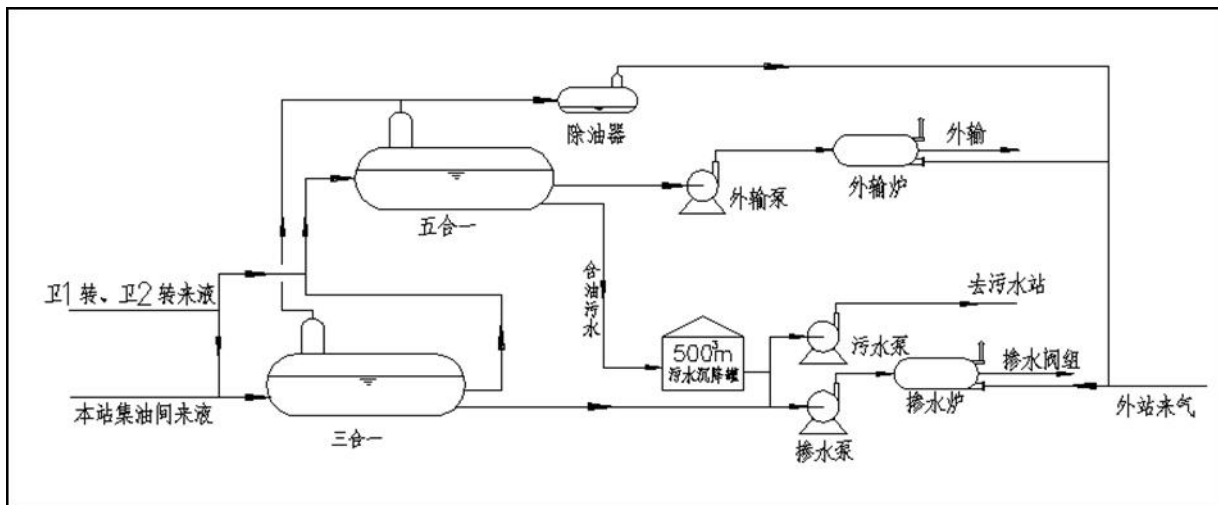


图3.3-1 工艺原理流程图

3.3.1.2 含油污水处理站

卫一联合含油污水深度处理站采用“两级沉降+两级过滤”工艺，出水水质为“8、3、2”，设计规模为6200m³/d，本次产能接入后最大处理量为5364m³/d，系统负荷率86.5%，工程建成后能够满足本次产能需求，依托可行。

3.3.1.3 含油污泥处理站

大庆博昕晶化科技有限公司，《5000吨/年净化泥和30000吨/年废润滑油再生项目》于2018年建设，环评文件通过大庆市环境保护局审批（庆环审〔2018〕186号），2020年12月竣工。通过自主环境保护验收。本工程产生的含油污泥送该站进行处理，该站采用了含油污泥调质-离心处理技术工艺，设计规模为50000t/a，目前实际处理量为31680t/a，剩余处理量为18320t/a，本工程污泥处理量为0.311t/a，处理能力满足需求。处理后的含油污泥符合《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）中控制指标要求，用于回填井场或修建通井路。污泥站处理工艺见图3.3-5。

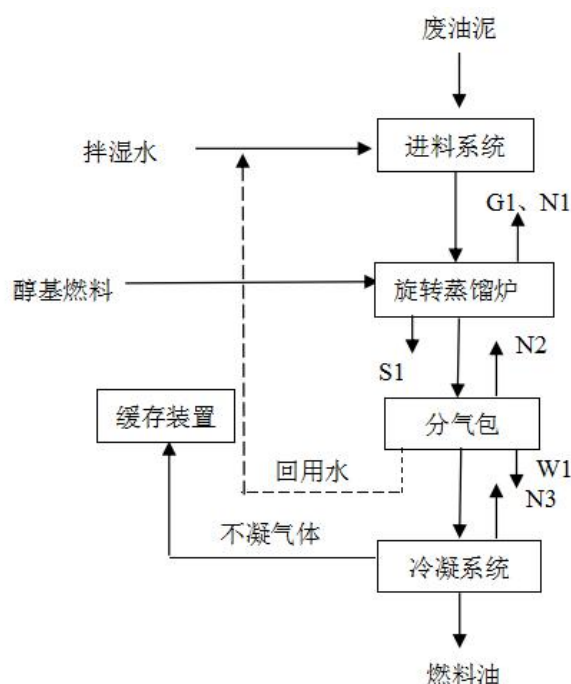


图3.3-5 污油泥处理站工艺流程图

3.3.1.4 工业固废填埋场

第八采油厂工业固废填埋场位于大同区采油七厂东北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，本项目产生废弃防渗布和一般包装袋共计0.06t，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 依托工程环评和验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表3.3-1。

表3.3-1 项目依托场站环评情况一览表

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
----	----	--------	----	------

1	卫一联转油脱水站	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	2019 年 3 月完成自主验收
2	卫一联合油污水深度处理站	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	
3	第八采油厂工业固废填埋场	《第八采油厂工业固废填埋场工程》	庆环建字[2011]171 号	庆环验字[2014]38 号
4	大庆博昕晶化科技有限公司	《50000 吨年油泥净化和 30000 吨年废润滑油再生项目环境影响报告书》		2020 年 12 月完成自主验收

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

本项目基建油井6口，基建油水井的钻井工程已进行环境影响评价工作，本项目仅对其的产能建设地面工程进行评价，油井采出液经阀组间收集后进入卫一联转油脱水站。转油脱水站处理后产生含油污水进入卫一联合油污水深度处理站。建成产能 $0.37 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(2) 站外集油系统

本工程6油井集油采用“单管环状掺水”集油工艺。油井产液全部搭接进入卫一联合站已建2-10#阀组间集油环，新建单井集油掺水管道 $\phi 60 \times 4.5 \sim 3.4 \text{km}$ ，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管，单管环状掺水集油工艺流程见图3.4-1。本工程井站关系见表3.4-1。

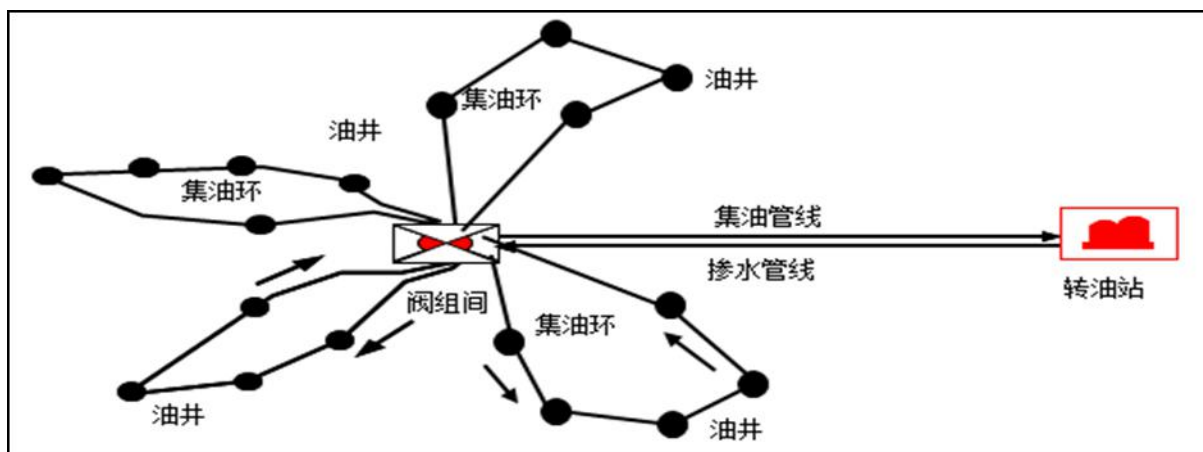


图3.4-1 单管环状掺水集油工艺示意图

表 3.4-1 井站关系统计表

序号	油井	所属阀组间	所属转油脱水站
----	----	-------	---------

1	卫2-18-5	2-10#阀组间	卫一联转油脱水站
2	卫2-18-斜4		
3	卫2-16-6		
4	卫2-11-斜5		
5	卫2-11-斜6		
6	卫2-13-斜5		

3.4.1.2注水工程

(1) 注水工艺

本次产能基建注水井2口，平均单井最大日注水量为20~22m³/d，注水压力22MPa，沿用已建系统的分散注水工艺，采用单干管多井配水流程，2口水井就近接入已建的2-10#注配间。注水水质为深度处理水，水质指标为“8、3、2”。依托注配间水量预测见表3.4-2。

表 3.4-2 2-10#注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	160	168	176	184	192
新井注水量 (m ³ /d)	56	56	56	56	58
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2注水系数	61.6	61.6	61.6	61.6	63.8
合计注水量 (m ³ /d)	221.6	229.6	237.6	245.6	255.8
注配间规模 (m ³ /d)	264	264	264	264	264
注配间负荷率 (%)	83.9	87.0	90.0	93.0	96.9

(2) 注水系统

本项目新建注水管道 DN40/PN25~1.6km，临时占地类型为草地（基本草原）。注水管线埋深 2.0m 左右，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m。注水管线路由走向图见附图 3。

3.4.1.3道路工程

本次工程新建低洼地通井土路1.2km，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	通井路	1.2	4.0	—	土路

3.4.1.4 供电工程

本项目井场配电采用单变压器对单井及单变压器对多井2种方式，共新建井场变电站3座，新建10kV供电线路1.1km，均为支线，采用LGJ-50型导线。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	单项工程项目名称	单位	数量
1	井口柱上变电站	座	3
2	10kV配电线路	km	1.1

3.4.2 工程占地及土石方情况

3.4.2.1 工程占地

本工程占地主要为8口油水井在铺设管线发生的临时占地、修建道路发生的永久占地、柱上变电站永久占地。本项目井场四周均为草地（基本草原），集油管道及注水管线沿线为草地（基本草原），井场施工均在井场永久占地及临时占地范围内（此部分占地已在钻井工程环境影响评价中征用，本项目地面工程建设过程中不新增占地）；集油管线及注水管线临时占地作业面宽度为10m；道路按道路长度×路基宽度计算；单座柱上变电站占地面积按200m²（永久占地约30m²，临时占地170m²）计算。本项目占地情况见表3.4-5。

表3.4-5 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	草地（基本草原）	
		永久占地	临时占地
1	集油管线	/	3.4
2	注水管线	/	1.6
3	道路	0.48	/
4	柱上变电站	0.009	0.051
合计		0.489	5.051
总计		5.54	

3.4.2.2 土石方工程

通井土路填筑高度0.15m，长度1.2km，路面宽度4m，需要铺垫土方量为1200×4×0.15=720m³；新建管线管沟长度6300m，管沟宽度约为1.2m，管沟深度为1m，管沟挖方量为6300×1.2×1=7560m³。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	720	720	0
2	管道	7560	7560	0	0
合计		7560	8280	720	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 20 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 96m³。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 76.8m³。施工人员的生活污水排入施工现场附近阀组间防渗旱厕，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，本项目新建单井集油掺水管线供水管线Φ65×4.5-3.4km；新建单井注水管线 DN40/PN25-1.6km，根据本项目拟建管线的规格和长度，试压用水量= $\pi \times \text{管道内径}^2 \times \text{管道长度}$ 。经计算试压水用水量为 41.5t，试压废水产生量为用水量的 95%，试压废水量为 39.4t。试压废水由罐车收集拉运至卫一联合油污水深度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）管线施工

管线施工程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体试压试压，站间连接，阴极保护，工程验收。

①施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤和植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.4-2。

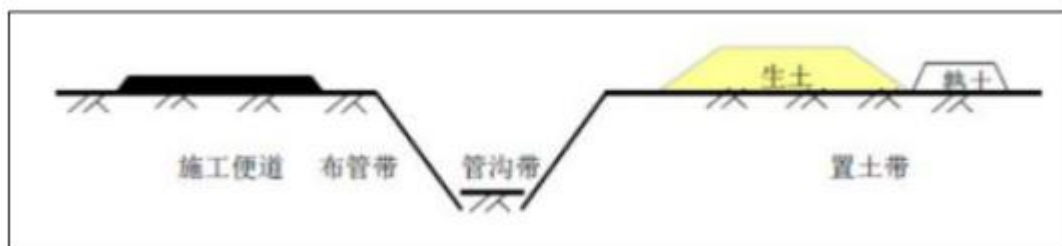


图3.4-2 管道施工平面布置图

②管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面0.3m，回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后及时进行植被恢复。

③试压

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车收集拉运至卫一联合油污水深度处理站处理后回注。

④防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达30年以上，并采用强制电流阴极保护法。

⑤管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

(2) 道路施工

本项目新建通井土路0.45km，新建道路主要是施工机械作业过程中产生的噪声和扬尘。道路工程施工过程见图 3.4-3。



图3.4-3 道路施工流程图

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 3.4-4。

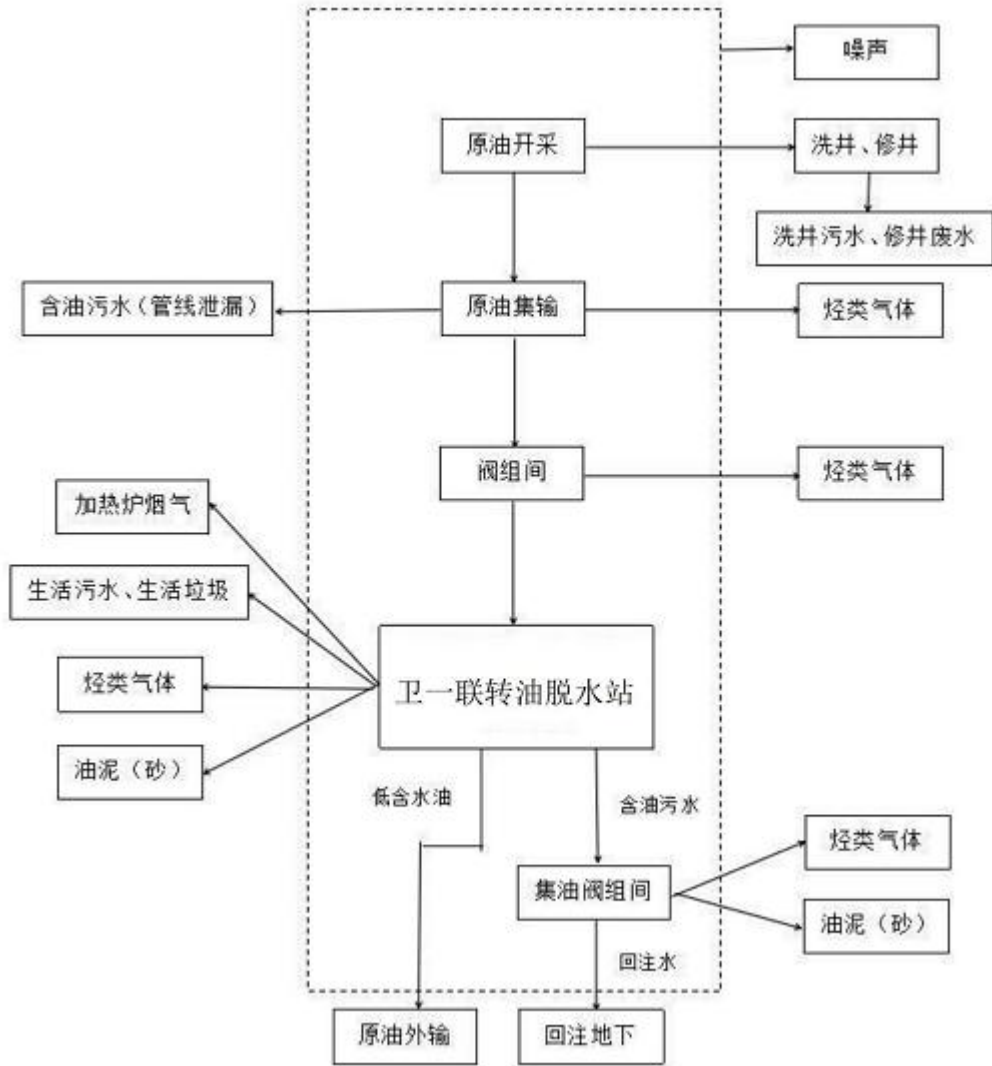


图 3.4-4 运营期总工艺流程及产污节点

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 3.4-7。

表3.4-7 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 3.4-8。

表3.4-8 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 施工期污染源源强核算

(1) 废气

① 运输车辆扬尘

建设项目井场地面工程、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 1.15mg/m³。

② 管线、道路施工扬尘

本项目新建管线5.0km，新建道路1.2km，管线施工临时占地面积50000m²，道路占地面积为4800m²，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP产生系数为0.01-0.05mg/m²·s，考虑本项目实际情况，TSP产生系数取0.03mg/m²·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0.552kg/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NO₂、CO、HC等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

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、CO₂、O₃、NO_x、CH₄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41.5t，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为39.4t，主要污染因子为SS，管道试压废水由罐车收集拉运至卫一联含油污水深度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20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76.8t。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3.4-9。

表 3.4-9 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	39.4t	SS	由罐车收集拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注，不外排
2	生活污水	76.8t	COD、	施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场附近

			NH ₃ -N	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 3.4-10。

表 3.4-10 本工程施工期噪声源统计表

设备名称	声源性质	噪声值dB(A)
挖掘机	非连续稳态声源	110~120dB(A)
推土机	非连续稳态声源	100~110dB(A)
运输车	非连续稳态声源	100~110dB(A)
压路机	非连续稳态声源	100~110dB(A)
电焊机	非连续稳态声源	90~100dB(A)

(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 5.0km，因此，施工废料产生量为 0.1t，统一回收后送至第八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 0.6t。由施工单位集中收集委托环卫部门拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理。

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	0.094t	一般废物	统一回收后送至第八采油厂工业固废填埋场
2	生活垃圾	0.6t	/	由施工单位集中收集委托环卫部门拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理

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，本项目年产油 0.37×10⁴t，则本工程实施后非甲烷总烃无组织排放量为 5.24t/a。

①加热炉烟气

项目运行期产生的废气主要为依托站场加热炉产生的燃烧烟气，站场加热炉均以天然气为燃料。

根据实测数据（大庆中环评价检测有限公司，监测时间 2022 年 3 月 5 日-6 日），卫一联合站加热炉烟气中颗粒物平均值为 12.6mg/m³，NO_x 平均值约为 86mg/m³，SO₂ 平均值约为 23mg/m³，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。

根据转油站现有处理液量所用的燃气量进行类比，本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物分担量排放见表 3.4-12。

表 3.4-12 依托场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm ³ /a）	烟气量（万 Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
				颗粒物	NO _x	SO ₂
卫一联转油脱水站	10	19.5	220.16	0.0278	0.189	0.051

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 3.4-13。

表 3.4-13 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、阀组间、转油站、集输系统等	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	5.24	/	0	排污系数法	c		5.24	8760
原油脱水	卫一联合站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、产污系数法	220.16（分担量）	12.6	0.0278	/	0	排污系数法	220.16	12.6	0.0278	8760
			SO ₂			23	0.051	/	0			23	0.051	
			NO _x			86	0.189	/	0			86	0.189	

(2) 废水

本工程运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油水井

作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目油井平均单井最大采出水量为 5.5t/d，本项目共基建 6 口油井，则本项目油田采出水最大量为 11400t/a。根据本项目地面工程方案，基建 6 口油井油井采出水最终进入卫一联合含油污水深度处理站处理，处理量约 7700m³/a，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注地下油层,不外排。

②油水井作业废水

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，6 口油井共产生作业污水量约 16m³/a，注水井作业周期为 2 年，作业污水产生量 60m³/井次，则 2 口注水井作业污水量每年约 60m³/a。油水井作业污水共计约 76m³/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卫一联合含油污水深度处理站进行处理，处理达标后回注油层。

③洗井污水

本项目2口注水井，注水井洗井周期1年，根据建设单位多年运营结果可知，洗井污水产生量约120m³/井·次，则本项目洗井污水产生量为240m³/a，此部分污水通过罐车回收后运至卫一联合含油污水深度处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中相应规定后回注地下油层，不外排。

油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

表 3.4-14 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	7700	1000	7.7	输送至卫一联合含油污水深度处理站	/	/	/	/	/
井下作	油井	作业废	石油类	类比法	76	1000	0.076	罐车拉运至卫一联合含油污水	/	/	/	/	/

业		水						深度处理 站					
洗井	油井	热洗 废水	石油 类	类 比 法	240	1000	0.24	输送至卫 一联合油 污水深度 处理站	/	/	/	/	/

(3) 噪声

建设项目运营期噪声源主要是井场抽油机机械噪声，本项目依托场站无新增设备，无新增噪声源。主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表3.4-15。

表3.4-15 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序 /生 产线	装置	噪声 源	声源 类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续 时间 (h)
				核算 方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效 果	核算方 法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油 机	抽油 机	连续	类 比 法	65-75	低噪声设备	/	类 比 法	<75	24

(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

运营期含油污泥主要来自依托场站定期清淤，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约0.2-0.4t（本工程以0.3t计）。本项目年产原油 0.37×10^4 t，则本工程年产油泥（砂）0.111t，统一收集送大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥饼满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）后用于铺垫井场及通井路。

②落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按50kg/井·次，作业频率一般1.5年，落地油共产生0.2t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为100%。根据《国家危险废物名录》，落地油属于HW08类危险废物，危险废物代码为071-001-08，统一收集后送至大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥饼满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）后用于铺垫井场及通井路。

③含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按25kg/井·次，作业频率一般1.5年，本项目含油废防渗布共产生0.1t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于HW49类危险废物，危险废物代码为900-041-49。由建设单位收集后委托有资质单位处置。

表 3.4-16 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	0.2t/a	0.2t/a	送大庆博昕晶化科技有限公司处理后用于铺垫井排路
井场作业、场站清淤	井场油气处理设备	含油污泥				0.111t/a	0.111t/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	0.1t/a	0.1t/a	委托资质单位拉运处理

3.4.3.3 危险废物分析

表3.4-17 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	0.2t/a	0.111t/a	0.1t/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	送大庆博昕晶化科技有限公司处理	送大庆博昕晶化科技有限公司处理	送至有资质单位进行处置

3.4.7 污染物产排情况及“三本帐”汇总

3.4.4.1 污染物产生及排放情况

本项目施工期和运营期污染物产生及排放情况见表3.4-18。

表3.4-18 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）	33.12t	33.12t	洒水抑尘、原料苫盖、无组织排放
	废水	试压废水	-	39.4t	0	由罐车收集拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注，不外排
		生活污水	COD、NH ₃ -N	76.8t	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	0.1t	0	统一回收后送至第八采油厂工业固废填埋场
		生活垃圾	生活垃圾	0.6t	0.6t	由环卫部门拉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	5.24t/a	5.24t/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	0.0278t/a	0.0278t/a	经加热炉 8m 以上排气筒达标排放
			SO ₂	0.051t/a	0.051t/a	
	NO _x		0.189t/a	0.189t/a		
	废水	油田采出水	石油类	7700t/a	0	输送至卫一联含油污水深度处理站处理后回注
		作业废水	石油类	76t/a	0	罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注
	固废	油井井场	落地油	0.2t/a	0	送大庆博昕晶化科技有限公司处理后用于铺垫井排路
		井场、油气处理设备	含油污泥	0.111t/a	0	
		油井作业	含油防渗布	0.1t/a	0	委托资质单位拉运处理
	噪声	井场抽油机	65~75dB(A)	<75dB(A)	低噪声设备	

3.4.4.2 污染物“三本账”核算

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3.4-19。

表3.4-19 项目污染物排放“三本账” 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	0.792	0.0278	0	0.8198	0.0278
SO ₂	1.446	0.051	0	1.497	0.051
NO _x	5.407	0.189	0	5.596	0.189
非甲烷总烃	90.72	5.24	0	95.96	5.24

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

为了保护和节约用水，本项目运行期油田采出水经卫一联合含油污水深度处理站处理后回注油层，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》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目为油田产能地面建设工程，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		
			一级	二级	三级
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	29.047	≤20	≤60	≤130

	标煤/t 采出液				
三	污染物产生指标		一级	二级	三级
1	落地原油, kg/t 原油	0.2	≤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

本工程位于大庆市大同区高台子镇东围子东侧2.9km，地理坐标为东经124°54'20.088"-124°54'21.924"，北纬46°8'1.752"-46°9'3.600"。具体地理位置见附图1。

4.1.2 地形地貌

大同区境内无山无河，是波状起伏的冲积平原，仅有岗、平、洼三种地形。西部有风积漫岗，东部为起伏不大的平地。岗地较为普遍，但分布最多的是位于大同西南部的老山头乡。十一道黄土岗遍及全乡，较大岗子有三个，其中老山头岗为最大，长达三十多华里，贯通老山头和庆阳山两个乡，最高点约海拔一百六十八米。其次，岗地较多的是西部双榆树乡和北部的兴隆泉乡，这两个乡的岗地面积约占总面积的百分之四十五。平地主要分布在本区东部和中部，面积约占全区总面积的百分之五十左右。其中，祝三、大青山、大同三个乡平地面积约占总面积的百分之七十以上。洼地遍布于全区各地。东部和中部多是无水岗洼地。西部积水洼地较多，形成大大小小自然泡泊，面积约占总面积的百分之五。

项目区位于大庆市大同区高台子镇，距离大同区政府12km，区域地势平坦，评价区地表普遍被第四系松散地层覆盖，无前第四系地层出露。为微波状低平原。地面海拔标高135.0m-150.0m，相对高差15m，自然局部分布有湖泊沼泽地和盐碱低地。

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℃，历年最高气温38.9℃，历年最低气温-36.2℃，一月份平均气温-19.1℃，七月份平均气温22.9℃。

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

本项目位于黑龙江省大庆市大同区高台子镇，主要地表水体为杏南排水干渠，位于本项目基建3#平台西侧2.0m处。杏南排水干渠总长为16.6km，总控制面积为 $33.2 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地质概况

根据水文地质钻探资料分析，评价区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。由于评价区白垩系上统明水组较深且砂岩含水层发育不好，所以不作为评价主要目的含水层。主要阐述第三系泰康组和第四系。

①第三系上统泰康组（ N_{2t} ）

评价区泰康组广泛分布，发育良好。地层厚度23-118m，变化趋势由东向西厚度逐渐增大并趋于稳定

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。

②第四系（Q）

第四系广泛分布于评价区域内，地层厚度57.3m-73.0m。变化趋势由东向西逐渐增厚，由北向南逐渐变薄。上部广泛分布黄土状粉细砂、细砂、粉质粘土互层，地层厚度为2-30m，岩性主要为微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙，局部由铁质浸染。

中部广泛分布灰黑色粉质粘土、粘土、粉土夹有灰色粉砂层，地层厚度分布不均，为10-60m，自南向北厚度逐渐增厚。土质致密，渗透性较差，渗透系数小，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点。下部岩性主要为灰白色砂砾石，偶夹白色高岭土透镜体。在评价区埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.4.2 地质构造

评价区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《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。

4.1.4.3 项目区水文地质条件

(1) 地下水的形成条件

评价区位于松辽盆地的北部，中部隆起构造带——大庆长垣构造的西部凹陷区。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第三系砂岩，第四系则覆盖全区，不整合于第三系上新统地层之上，沉积有下更新统白土山组、上更新统齐齐哈尔组地层。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第四系下更新统白土山组松散岩类孔隙承压水及第三系泰康组孔隙裂隙承压水和白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。

(2) 地下水类型及含水岩组特征

区域含水层主要由第四系齐齐哈尔组孔隙潜水、第四系白土山组孔隙承压水、第三系泰康组孔隙承压水构成。因含水层受古沉积环境影响，其结构特征、埋藏条件、补给、径流条件差异很大，各含水层富水性差别较为明显。

①齐齐哈尔组潜水含水层

区域第四系齐齐哈尔组潜水含水层的岩性为冲积和湖相沉积的细粉砂层，细粉砂层一般2-3层。潜水含水层顶板埋深一般在5.0-25.0m之间。岩性为黄土状亚粘土、亚粘土、粉细砂，赋存孔隙潜水，单层含水层厚度5.0-16.0m，累计厚度14.0m-30.0m，水位埋深1.5-3.0m，渗透系数小，单井涌水量小。

②第四系白土山组承压含水层

主要由河流相沉积细砂、砂砾石组成，在中部沉积此层。含水层顶板埋深一般在69~72m之间，含水层厚度为1.0m~10.0m。含水层岩性颗粒粗大，分选较好，有效孔隙度大，透水性强，富水性较强。承压水头埋深8-12m，渗透系数15.0~25.0m/d。单井涌水量为800~1000m³/d（273mm）。白土山组含水层是区域主要开采层位之一，水位埋深在15~22m之间。

③泰康组承压含水层

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，局部为砂质泥岩、泥质砂岩和粉砂岩交互层，厚度一般在5.0m-20.0m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水能力，可降第四系潜水层和泰康组孔隙裂隙承压

含水层视为一个地下水含水系统。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，承压水头埋深8.0~12.0m，渗透系数25.0~35.0m/d。自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，评价区含水层由东向西逐渐增大，由北向南逐渐变薄。单井出水量2500-5000m³/d（273mm），泰康组是区域主要开采含水层之一。区域综合水文地质附图8，区域水井设计柱状图见图4-1。


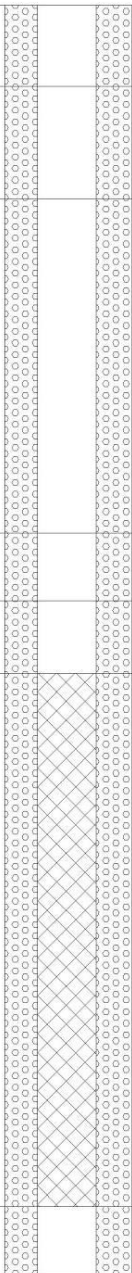

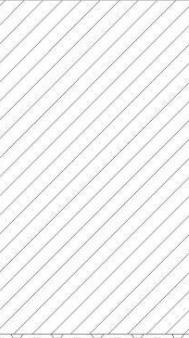


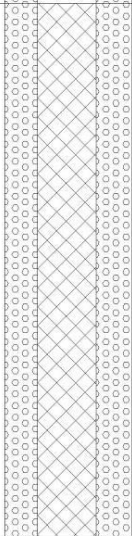
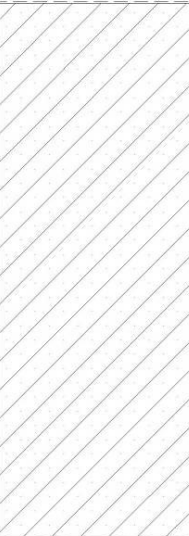
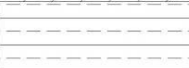
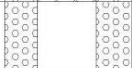
地层		深度 (m)	厚度 (m)	柱状图	岩性及水文地质特征	
系统	组段					
第四系 Q		6.0				黄土状亚粉土：褐黑色。 亚粘土：灰绿色，致密。
		12.0	6.0			粉细砂：黄褐色，松散。
		56.0				粘土：灰黑色
		60.0	4.0			砂砾石：灰白色，颗粒较粗
第三系 N	泰康组					泥岩
		155.0	91.0			含砾砂岩
白垩系	明水组	165.0	10.0			泥岩

图4-1 区域水井设计柱状图

(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

垂向补给：区域地下水垂向补给，主要来自大气降水、地表水体入渗补给孔隙潜水，潜水通过弱透水层越流补给下部白土山孔隙承压水和泰康组孔隙承压水含水层，评价区第四系发育有粉细沙土层，垂向节理发育，结构松散。第三系泰康组孔隙含水层顶板为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层，胶结程度差，成岩性不好，且具有明显的风化特征，厚度一般在5.0-20.0m，构成具有一定透水能力的弱透水层，为第四系潜水和承压水通过弱透水层越流补给泰康组孔隙承压水含水层提供了有利条件。

侧向补给：在天然条件下，主要来自评价区以外广泛连续分布的统一含水层中的地下水，在地下水动力作用下，通过水平方向径流补给评价区地下水。但目前评价区在一定程度上由于受大庆长垣西部大量开采地下水形成的水位降落漏斗的影响，天然水场有所改变，北部、西部和南部（东部此含水层缺失）都有一定量的地下水侧向补给。

②地下水径流规律

在整个松嫩平原区，地下水总体径流方向是由北向南，区域地下水径流与盆地径流特征具有一致性。评价区径流条件良好，平均水力坡度为0.3‰。由于区域内几个地下水水源对地下水长期开采，也形成了局部地下水降落漏斗，漏斗范围内地下水径流方向指向水源中心。但就区域而言，并没有改变第四系白土山组承压含水层和泰康组承压含水层地下水径流方向也为由北向南。

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。

A. 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。

B. 侧向径流排泄

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

C. 人工开采

区域是地下水人工开采主要地区，主要开采目的层为白垩系明水含水层，含水层埋深200m-300m（见开采井柱状图）。根据统计资料，目前评价区区域内已钻凿工业用水深水井4眼（明水组含水层）。区域地下现状年总开采量为 $30.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。区域水文地质剖面图见图4-2。

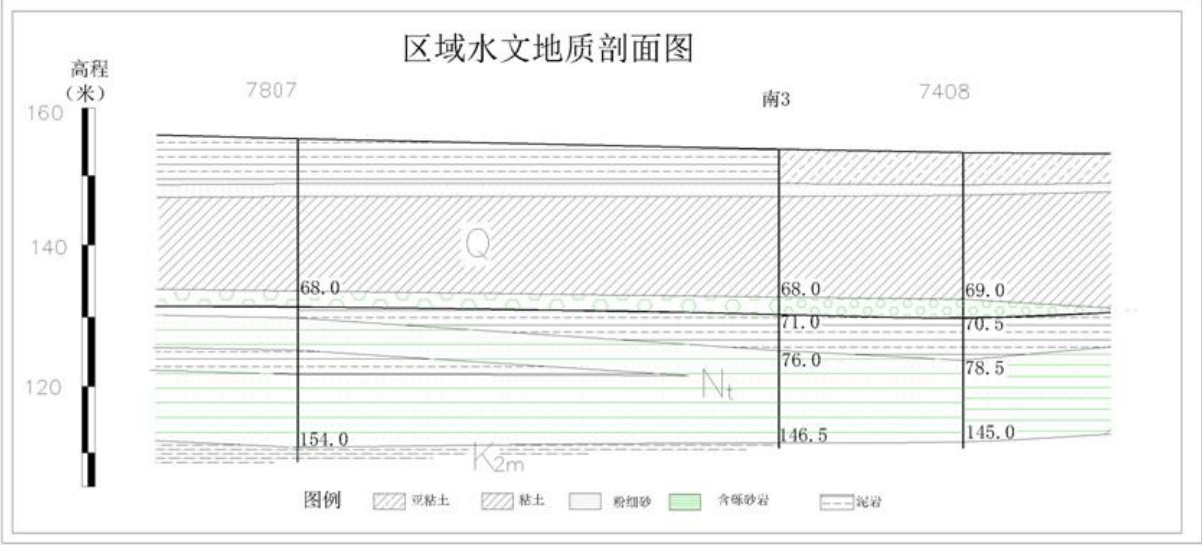


图4-2 水文地质剖面图

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

评价区有民荣泡，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11。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为由西北向东南，区域承压水等水位线见附图12。

(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

大同区土地以农业用地为主，全区土地面积2076.2km²，其中农业用地1602.53km²，占总面积的77.18%。大同区耕地地面积693.5km²，占总面积的33.4%，草地面积459.85km²，占总面积的22.15%。全区大量分布旱田，主要由草甸土组成，土质中下等。区域内林地占地面积170.35km²，占全区面积的8.2%，其中，有林地154.75km²，占总林地面积的90.84%，疏林地0.36km²，占林地面积的0.21%，未利用的造林地13.89km²。

大同区土壤肥沃，受地形、气候、热量和成土母质的影响，各个质地类型不同。大同区土壤主要分为钙层土、水成土、半水成土、和初育土4个土纲和土质初育土、半湿润钙层土、暗半水成土、矿质水成土4个亚纲。各类土壤交叉分布，并且有明显差异性。

本次油田开发产能建设所在区域地处松嫩平原，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台点查的数据，工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土和草甸土。

草甸黑钙土是在湿草原植物下发育起来的，与淋溶黑钙土的相比是草甸黑钙土的淋溶作用强度没有淋溶黑钙土的强度大，且它的排水性能不好，这种土壤的分布面积较小。

本工程区域土壤类型分布见附图12。

4.1.6 动植物分布

区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕、丹顶鹤等，兽类主要有狐、鼬、兔、鼠、黄羊、狍子、狼等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、黑斑蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲶鱼、鳊鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，大群雁鸭等主要集中在湖泊湿地中。

4.2 环境敏感区调查

本项目位于黑龙江省大庆市大同区高台子镇，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。本项目基建油水井区位于大庆市大同区高台子镇境内，高台子镇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2.6-1~表2.6-2。

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

本项目位于黑龙江省大庆市大同区高台子镇境内，根据大庆市生态环境局发布的《2020年大庆市生态环境状况公报》，2020年大庆市城区环境空气质量优良天数为326天，环境空气质量优良率为89.1%，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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15.0	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	45.0	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	45	70	64.3	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	28	35	80.0	达标
CO	24小时平均第95位百分位数	1100	4000	27.5	达标

O ₃	8 小时平均值第 90 位百分位数	130	160	81.3	达标
----------------	-------------------	-----	-----	------	----

根据表 4.3-1 可知，2020 年大庆市基本污染物 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，大庆市属于达标区。

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 2022 年 3 月 5 日~3 月 11 日对项目井场及周边村屯进行环境空气质量现状监测，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 7。**

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点位

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	1#平台井场	125.02505	46.12710	非甲烷总烃、TSP	连续监测七天，每天 02、08、14、20 时的小时浓度值及日均值	项目基建井场	/
A2	车家窝堡	124.79050	45.93936			3#平台井场东侧	3.4km
A3	小烧锅	124.96845	46.13232			3#平台井场东南侧	4..2km

(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、TSP。

(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：2022 年 3 月 5 日~3 月 11 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/m³；

C_{oi}—第 i 种污染物环境质量标准，mg/m³。

若 I_i ≥ 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2.0mg/m³标准；TSP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							
1#平台井场	125.02505	46.12710	非甲烷总烃	1h	2	0.48~0.79	39.5	0	达标
车家窝堡	124.79050	45.93936	非甲烷总烃	1h	2	0.48~0.70	35.0	0	达标
小烧锅	124.96845	46.13232	非甲烷总烃	1h	2	0.48~0.73	36.5	0	达标
1#平台井场	125.02505	46.12710	TSP	1d	0.3	0.066~0.102	34.0	0	达标
车家窝堡	124.79050	45.93936	TSP	1d	0.3	0.069~0.100	33.3	0	达标
小烧锅	124.96845	46.13232	TSP	1d	0.3	0.063~0.101	33.7	0	达标

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³标准要求；TSP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，说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

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7个地下水水质现状监测点（7个潜水含水层水质监测点、2个承压水含水层水质监测点），14个水位监测点。具体监测点位置见附图7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	车家窝堡	46.13808, 124.95162	17	上游		3#平台井场东侧 3.4km	潜水

U2	东围子	46.14846, 124.86397	22	下游	水质、 水位	1#平台井场西侧 2.95km	潜水
U3	东太平村	46.14092, 124.84007	15	下游		2#井场西侧4.64km	潜水
U4	外边屯	46.10177, 124.88606	30	下游		3#井场西南侧 3.73km	潜水
U5	新立屯	46.15398, 124.96871	20	上游		1#平台井场东侧 4.80km	潜水
U6	东太平村	46.14092, 124.84007	70	下游		2#井场西侧 4.64km	承压水
U7	新立屯	46.15398, 124.96871	80	上游		1#平台井场东侧 4.80km	承压水
U8	刘大草房	46.18691, 124.98998	/	/		水位	/
U9	梁大草房	46.18415, 124.97948	/	/	/		潜水
U10	长岗子村	46.18556, 124.86706	/	/	/		潜水
U11	小烧锅	46.13097, 124.96410	/	/	/		潜水
U12	石宝珍屯	46.16261, 125.00468	/	/	/		潜水
U13	东围子	46.14846, 124.86397	/	/	/		承压水
U14	外边屯	46.10177, 124.88606	/	/	/		承压水

(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

2022 年 03 月 05 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	车家窝堡(陈家、潜水)	东围子(韩家、潜水)	东太平村(张家、潜水)	外边屯(王家、潜水)	标准限值
K^+	2.71	3.02	2.15	2.66	-
Na^+	52.5	61.4	60.7	59.3	≤ 200
Ca^{2+}	48.8	53.5	58.2	51.4	-
Mg^{2+}	10.2	13.6	13.1	11.1	-
HCO_3^-	202	272	281	251	-
CO_3^{2-}	0	0	0	0	-

Cl ⁻	50.3	43.6	49.8	44.4	-
SO ₄ ²⁻	46.4	37.9	37.9	31.3	-
pH	7.9	7.8	7.7	7.8	6.5~8.5
总硬度	165	190	200	175	≤450
溶解性总固体	495	580	603	539	≤1000
耗氧量	2.2	2.3	2.4	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	0.545	0.631	0.515	0.583	≤1.0
硝酸盐	2.26	3.03	1.97	2.34	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.212	0.285	0.217	0.296	≤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	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.05
铁	0.26	0.27	0.28	0.26	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.11	0.10	0.13	0.12	≤0.1
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤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	13	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	新立屯(周家、 潜水)	东太平村(白 家、承压水)	新立屯(李家、 承压水)	标准限值
K ⁺	2.24	1.33	1.24	-
Na ⁺	62.2	46.8	50.5	≤200
Ca ²⁺	53.1	38.7	41.3	-
Mg ²⁺	11.8	7.45	8.12	-
HCO ₃ ⁻	261	189	199	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	-
Cl ⁻	49.8	36.7	38.5	-
SO ₄ ²⁻	39.7	24.8	26.7	-
pH	7.9	7.6	7.7	6.5~8.5
总硬度	182	128	137	≤450
溶解性总固体	571	409	434	≤1000
耗氧量	2.0	1.6	1.7	≤3.0

挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.523	0.464	0.465	≤1.0
硝酸盐	2.05	1.73	1.68	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.245	0.183	0.181	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.05
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.05
铁	0.27	0.23	0.22	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.12	0.04	0.05	≤0.1
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.01
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	11	7	8	≤100

表 4.3-6 地下水水位统计结果

序号	监测点位	监测层位	坐标	水位 (m)
1	车家窝堡	潜水	46.13808, 124.95162	131.4
2	东围子	潜水	46.14846, 124.86397	134.2
3	东太平村	潜水	46.14092, 124.84007	129.8
4	外边屯	潜水	46.10177, 124.88606	125.4
5	新立屯	潜水	46.15398, 124.96871	130.8
6	刘大草房	潜水	46.18691, 124.98998	131.4
7	梁大草房	潜水	46.18415, 124.97948	129.7
8	长岗子村	潜水	46.18556, 124.86706	132.5
9	小烧锅	潜水	46.13097, 124.96410	133.6
10	石宝珍屯	潜水	46.16261, 125.00468	126.5
11	东围子	承压水	46.14846, 124.86397	127.5
12	外边屯	承压水	46.10177, 124.88606	126.8
13	新立屯	承压水	46.15398, 124.96871	127.1
14	车家窝堡	承压水	46.13808, 124.95162	126.1

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

按矿化度又分为4组：A组矿化度<1.5g/L，B组1.5-10g/L，C组10-40g/L，D组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是M<1.5g/L，阴离子只有HCO₃>25%Meq，阳离子有Ca大于25%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SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、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)
新立屯 (李家、承压水)	K ⁺	0.032	0.640	4.969	0.51	0.37
	Na ⁺	2.196	44.186			
	Ca ²⁺	2.065	41.557			
	Mg ²⁺	0.677	13.617			
	HCO ₃ ⁻	-3.262	66.326	-4.919		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.100	22.364			
	SO ₄ ²⁻	-0.556	11.309			
东太平村 (张家、承压水)	K ⁺	0.034	0.737	4.625	0.42	0.34
	Na ⁺	2.035	43.998			
	Ca ²⁺	1.935	41.840			
	Mg ²⁺	0.621	13.424			
	HCO ₃ ⁻	-3.098	66.437	-4.664		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.049	22.484			
	SO ₄ ²⁻	-0.517	11.079			

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)
车家窝堡 (陈家、潜 水)	K ⁺	0.048	0.734	6.605	0.64	0.48
	Na ⁺	2.713	41.077			
	Ca ²⁺	2.735	41.409			
	Mg ²⁺	1.108	16.781			
	HCO ₃ ⁻	-4.131	63.356	-6.520		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.491	22.873			
	SO ₄ ²⁻	-0.898	13.771			
东围子(韩 家、潜水)	K ⁺	0.077	1.181	6.555	0.47	0.49
	Na ⁺	2.670	40.724			
	Ca ²⁺	2.675	40.806			
	Mg ²⁺	1.133	17.289			
	HCO ₃ ⁻	-4.459	68.660	-6.494		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.246	19.182			
	SO ₄ ²⁻	-0.790	12.158			
东太平村 (张家、潜 水)	K ⁺	0.055	0.823	6.696	0.91	0.50
	Na ⁺	2.639	39.414			
	Ca ²⁺	2.910	43.459			
	Mg ²⁺	1.092	16.303			
	HCO ₃ ⁻	-4.607	67.555	-6.819		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.423	20.866			
	SO ₄ ²⁻	-0.790	11.579			
外边屯(王 家、潜水)	K ⁺	0.068	1.111	6.141	0.87	0.45
	Na ⁺	2.578	41.981			
	Ca ²⁺	2.570	41.847			
	Mg ²⁺	0.925	15.062			
	HCO ₃ ⁻	-4.115	68.177	-6.035		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.269	21.019			
	SO ₄ ²⁻	-0.652	10.804			
新立屯(周 家、潜水)	K ⁺	0.057	0.897	6.400	0.99	0.48
	Na ⁺	2.704	42.255			
	Ca ²⁺	2.655	41.484			
	Mg ²⁺	0.983	15.364			
	HCO ₃ ⁻	-4.279	65.537			

	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000	-6.529		
	Cl ⁻	-1.423	21.794			
	SO ₄ ²⁻	-0.827	12.669			

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	车家窝堡 (陈家、 潜水)	东围子 (韩家、 潜水)	东太平村 (张家、 潜水)	外边屯 (王家、 潜水)	新立屯 (周家、 潜水)	东太平村 (白家、 承压水)	新立屯 (李家、 承压水)
Na ⁺	0.26	0.26	0.30	0.30	0.31	0.23	0.25
Cl ⁻	0.20	0.20	0.20	0.18	0.20	0.15	0.15
SO ₄ ²⁻	0.19	0.19	0.15	0.13	0.16	0.10	0.11
pH	/	/	/	/	/	/	/
总硬度	0.367	0.367	0.444	0.389	0.404	0.284	0.304
溶解性总固 体	0.495	0.50	0.603	0.54	0.57	0.41	0.43
耗氧量	0.733	0.73	0.800	0.77	0.67	0.53	0.57
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.545	0.55	0.515	0.58	0.52	0.46	0.47
硝酸盐	0.113	0.11	0.099	0.12	0.10	0.09	0.08
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.424	0.42	0.434	0.59	0.49	0.37	0.36
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.867	0.87	0.933	0.87	0.90	0.77	0.73
汞	/	/	/	/	/	/	/
锰	1.10	1.10	1.30	1.20	1.20	0.40	0.50
镉	/	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.11	0.11	0.12	0.10	0.11	0.07	0.08

从上表我们可以看出，本次监测项目均满足《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。

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7。

表4.3-11 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
V1	卫一联合站	0~20cm、20~40cm	124.94346,46.170125污染控制点
V2	卫一联合站西侧200m草地	0~20cm、20~40cm	124.943426,46.170125清洁对照点
V3	已建卫2-13-斜6井场内	0~20cm、20~40cm	124.91143, 46.13735污染调查点
V4	已建卫2-13-斜6井场东北侧200m耕地	0~20cm、20~40cm	124.91343, 46.13805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

2022年03月05日进行一次调查监测。

(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)

监测时间	2021.6.7			
监测项目	卫一联合站		卫一联合站西侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.0	8.2	7.9	7.8
铅	5.3	5.4	5.2	5.0
总铬	0.17	0.14	0.15	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.16	0.14	0.15	0.12
挥发酚	0.0026	0.0022	0.0020	0.0023
监测项目	已建卫 2-13-斜 6 井场内		已建卫 2-13-斜 6 井场东北侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.3	8.4	8.0	7.9
铅	5.8	5.6	5.5	5.3
总铬	0.18	0.16	0.17	0.15
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L

砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.19	0.17	0.18	0.13
挥发酚	0.0032	0.0024	0.0026	0.0020

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

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。

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4.3-13，具体监测点位见附图7。

表4.3-13 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	1#平台	125.02505, 46.12710	基建井场
N2	车家窝堡	124.79050, 45.93936	/

(2) 监测时间

监测时间：2022年03月05日-06日。

(3) 监测结果

声环境质量现状监测结果见表4.3-14。

表4.3-14 声环境质量现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2021.8.30		2021.8.31	
	昼间	夜间	昼间	夜间
1#平台	43.6	42.9	43.7	42.7
车家窝堡	47.2	44.1	47.1	44.2

4.3.4.2 现状评价及结果

由上表可知，车家窝堡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；基建1#平台昼间和夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准。

4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.5.1 土壤类型

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。

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2022年03月05日对评价区域内土壤理化性质进行监测调查，详见表4.3-15，土体构型见表4.3-16。

表4.3-15 土壤理化性质调查表

时间		2022.03.05		
点号		1#井场占地范围内		
经纬度		124.906643 46.145182		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	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	8.14	8.20	7.95
	阳离子交换(cmol+/kg)	11.5	13.6	12.7
	氧化还原电位 (mv)	191	205	184
	饱和导水率($\mu\text{m/s}$)	1.202	1.262	1.119
	土壤容重 (g/cm^3)	1.33	1.38	1.42
	孔隙度(%)	49.8	47.9	46.4
点号		2#平台井场占地内		
经纬度		124.913984 46.137795		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	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	7.89	8.12	8.03
	阳离子交换(cmol+/kg)	12.2	11.6	13.5
	氧化还原电位 (mv)	176	212	208
	饱和导水率($\mu\text{m/s}$)	1.049	1.211	1.128
	土壤容重 (g/cm^3)	1.47	1.48	1.49
	孔隙度(%)	44.5	44.2	43.8

表4.3-16 土体构型（土壤剖面）表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
1#井场 占地范 围内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
2#平台 井场占 地内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土

4.3.5.3 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（包括利用井场内、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，5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4.3-17，**监测点位见附图7。**

表 4.3-17 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	1#平台井场永久占地内	124.906184, 46.146495	《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	2#平台井场永久占地内	124.905984, 46.142995		采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取 样
S3	3#平台井场永久占地内	124.903184, 46.135495		采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取 样
S4	已建2-10#阀组 间占地内	124.923184, 46.135995		采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取 样
S5	卫一联合站五合 一装置区	124.942184, 46.168995		采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取 样
S6	1#平台井场永久占地内	124.906184, 46.146495		采取表层样，在 0~0.2m 取 样
S7	2#平台井场永久占地内	124.905984, 46.142995		采取表层样，在 0~0.2m 取 样
S8	车家窝棚居住用 地	124.952184, 46.138995	《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
S9	3#平台井场北侧 400m草地	124.903184, 46.138495	《土壤环境质量 农用地土壤污染 风险管控标准 （试行）》（GB	采取表层样，在 0~0.2m 取 样
S10	卫一联合站南侧	124.942184, 46.162995		采取表层样，在 0~0.2m 取 样

	500m草地		15618—2018) 中的筛选值	
S11	2#平台井场东 600m耕地	124.914584, 46.141995		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
S12	1#平台井场西侧 400m草地	124.897184, 46.146495		采取表层样, 在 0~0.2m 取样

(3) 监测项目

1#~8#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)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C₁₀-C₄₀)。共47项。

9#~12#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: 2022年03月05日一次性采样。

(5) 监测结果

土壤监测结果见表4.3-18。

表4.3-18 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					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.14	8.20	7.95	7.89	8.12	8.03
2	镉(Cd)	0.08	0.10	0.07	0.10	0.06	0.08
3	汞(Hg)	0.019	0.013	0.017	0.020	0.015	0.018
4	砷(As)	3.24	3.35	3.29	3.36	3.24	3.33
5	铅(Pb)	21	17	20	15	18	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	13	11	15	14	12
8	镍(Ni)	19	22	20	23	21	24
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					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.24	8.08	8.12	8.13	8.25	8.17

2	镉 (Cd)	0.09	0.11	0.07	0.10	0.07	0.08
3	汞 (Hg)	0.016	0.018	0.015	0.019	0.021	0.013
4	砷 (As)	3.29	3.34	3.30	3.37	3.40	3.26
5	铅 (Pb)	14	17	18	15	19	20
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)	12	17	15	18	15	16
8	镍 (Ni)	20	19	22	24	23	21
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					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	8.06	8.14	7.98	8.31	8.15	7.91
2	镉 (Cd)	0.09	0.08	0.06	0.11	0.09	0.07
3	汞 (Hg)	0.015	0.020	0.017	0.021	0.018	0.015
4	砷 (As)	3.34	3.22	3.17	3.36	3.25	3.20
5	铅 (Pb)	16	14	18	15	17	14
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	14	15	12	14	15
8	镍 (Ni)	20	18	24	19	21	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4.3-18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#~S8#点			S1#~S8#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	蒾	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 4.3-18 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			
	S9#	S10#	S11#	S12#
pH	7.74	7.80	7.68	7.79
镉 (Cd)	0.07	0.10	0.07	0.09
汞 (Hg)	0.013	0.015	0.015	0.016
砷 (As)	3.23	3.25	3.24	3.28
铅 (Pb)	14	18	16	17
铬 (Cr)	48	51	50	44
铜 (Cu)	13	15	15	14
镍 (Ni)	19	20	19	22
锌 (Zn)	52	49	56	60
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#~7#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#~12#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4.3-19。农用地土壤环境质量现状评价结果见表4.3-20。

表4.3-19 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					
		S1#			S2#		
		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)	0.0012	0.0015	0.0011	0.0015	0.0009	0.0012
3	汞 (Hg)	0.0005	0.0003	0.0004	0.0005	0.0004	0.0005
4	砷 (As)	0.0540	0.0558	0.0548	0.0560	0.0540	0.0555
5	铅 (Pb)	0.0263	0.0213	0.0250	0.0188	0.0225	0.0200
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0009	0.0007	0.0006	0.0008	0.0008	0.0007
8	镍 (Ni)	0.0211	0.0244	0.0222	0.0256	0.0233	0.0267
9	石油烃	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		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)	0.0014	0.0017	0.0017	0.0015	0.0015	0.0015
3	汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
4	砷 (As)	0.0548	0.0557	0.0557	0.0562	0.0562	0.0562
5	铅 (Pb)	0.0175	0.0213	0.0213	0.0188	0.0188	0.0188
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0007	0.0009	0.0009	0.0010	0.0010	0.0010
8	镍 (Ni)	0.0222	0.0211	0.0211	0.0267	0.0267	0.0267
9	石油烃	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.0014	0.0012	0.0009	0.0017	0.0014	0.0011
3	汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005	0.0004
4	砷 (As)	0.0557	0.0537	0.0528	0.0560	0.0542	0.0533
5	铅 (Pb)	0.0200	0.0175	0.0225	0.0188	0.0213	0.0175
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.0009	0.0008	0.0008	0.0007	0.0008	0.0008

8	镍 (Ni)	0.0222	0.0200	0.0267	0.0211	0.0233	0.0211
9	石油烃	/	/	/	/	/	/

续表4.3-19 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#~S8#点			S1#~S8#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	1,1,1,2,2-四氯乙烷	/	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 4.3-20 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			
	S9#	S10#	S11#	S12#
镉 (Cd)	0.117	0.167	0.117	0.117
汞 (Hg)	0.004	0.004	0.004	0.004
砷 (As)	0.129	0.130	0.130	0.130
铅 (Pb)	0.082	0.106	0.094	0.094
铬 (Cr)	0.192	0.204	0.200	0.200
铜 (Cu)	0.130	0.150	0.150	0.150
镍 (Ni)	0.100	0.105	0.100	0.100
锌(Zn)	0.173	0.163	0.187	0.187
石油烃	未检出	未检出	未检出	

(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），本工程大同区所在区域位于 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。肇源县位于 I -6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区，该区由黑龙江省西南部的肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县组成，总面积 14200km²。该区主要生态环境问题为草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势。

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，对本项目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，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表 4.3-21。生态功能区划图见附图 14。

表 4.3-21 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）土地利用现状

评价区域土地类型主要为草地、耕地、住宅用地、水域及水利设施用地等，草地主

要为基本草原，耕地主要为旱田。项目区域土地利用现状图见附图13、本项目生态评价范围内土地利用类型见表4.3-22。

表4.3-22 评价区域土地利用类型表

序号	土地类型	占地面积 (hm ²)	百分比%
1	草地 (基本草原)	36.74	34.9
2	耕地	水田	/
		旱田	52.61
		水浇地	/
3	住宅用地	8.15	7.7
4	水域及水利设施用地	7.91	7.5
合计		105.4	100

4.3.6.2 植被现状调查

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(*Stipabaicalensis*)、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 cartilaginous*)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 scorzonrifolium*)、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为主，主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

① 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-Spodipogon*

sibiticus)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictrum 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-Chloris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus chinensis-Artemisium*)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。

②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泊周围,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 sieversianavar. 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 glaucae*)。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。

(3) 人工林

在评价区内人工林主要为杨树林 (*Form. Populus canadensis*)。杨树林是评价区主要林种之一,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。

(4) 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。

4.3.6.3 防沙治沙现状调查

本地区防沙治沙工作开展得比较晚，水利部门、林业部门、畜牧部门曾在风沙区和草原区进行过人工植树、封育管护和人工种草、开发饲料基地等工作，取得了一定的经验及成效，区域生态环境得到了恢复和改善，但由于资金少、措施单一、治理范围小，目前尚未形成规模。

4.3.6.54 生态系统现状调查

(1) 农田生态系统

① 耕地生产条件分析

大庆市属北温带大陆季风气候，夏季高温多雨，雨热同季，有利于农作物生长发育，为当地的农业生产带来有利条件。

② 农业生态系统生产力

农业生态系统属于比较典型的人工生态系统，带有强烈的人工干扰，因此其生产力水平视人工投入量的多少而定。区域光、热、水等农业生产条件比较充足，土壤为黑钙土、草甸土、盐碱土。

③ 农田动物

评价范围内农业生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，伴之而来的地域物种主要与农业生产活动有关，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。野生动物主要有普通刺猬 (*Erinaceus amurensis Schrenk*)、东北兔 (*Lepus mandschuricus Radde*)、黄鼬 (*Mustela sibirica Pallas*)、褐家鼠 (*Rattus nitidus*)、小家鼠 (*Mus musculus L.*)、大仓鼠 (*Cricetulus triton*)、东方田鼠 (*Microtus fortis Buchner*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。

由于农业区内人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊 (*P. pica sericea Gould*)、小嘴乌鸦 (*C. corone orientalis Evers*)、麻雀 (*P. montanus montanus*)、家燕 (*H. rustica gutturalis Scopoli*) 等，也有一些小型水鸟在芦苇荡内栖息和繁殖。

④ 农田防护林体系

人工防护林是本区耕地生态系统的重要组成部分。本区的耕地防护林属于“三北”防护林体系，经过多年建设，在评价区内已经形成林网体系。耕地防护林树种均为杨树，

已有 30 几年的树龄，胸径 20~30cm，树高 10~15m，多为成树林和近熟林。区内无天然林分布。耕地防护林对于防风、改善耕地小气候等发挥着重要的生态功能。

(2) 草地生态系统

① 植被群落与分布

草地主要集中分布于评价区内西部、北部和东部地区，该区域以前主要是以羊草为代表的羊草—杂类草草甸，目前已退化；覆盖度一般在 50%左右，在部分碱斑上的植被发育不良或裸露，株高一般不超过 30cm，以碱蓬为主。

盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原，由于地势低洼积水，地下返盐，造成土壤的盐渍化，加上过渡放牧，草甸逐渐演变成盐化草甸，植被群落也演替为盐生植被。

盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。种类成分较单纯，据不完全统计有 65 种，分属 21 科，42 属。

除了地势较高处生长羊草外，低洼积水处生长着一些盐生植被，如碱茅、碱蓬、马蔺等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱，破坏后不易恢复，也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

② 草地植被生物量

植被的生物量反映了植被的生产力水平，是区域生态环境质量的重要标志。区内羊草—杂类草草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进行了生态恢复治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六、七十年代相比其草原质量也仅是原来的 50~60%。整个草地盖度在 40~60%左右，平均株高 44~55cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱蓬、碱蒿等。据样方调查，草地生物量为 0.65~0.85t/hm²（地面以上部分的风干重），平均为在 0.75t/hm² 左右。

③ 草地生态系统动物调查

草甸草原生境中的动物群包括两栖类的中华大蟾蜍，花背蟾蜍和无斑雨蛙，爬行类的白条锦蛇及红点锦蛇；鸟类有白尾鹞（*Circus cyaneus*）、白头鹞（*C.aeruginosus*）、环颈雉（*P. colchicus karpowi Rothschild*）、蒙古百灵（*Melanocorypha mongolica*）、小沙百灵（*Calandrella cheleensis cheleensis*）、云雀（*Alauda arvensis intermedia*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、灰鹡鸰（*Motacilla cinerea*）、角百灵（*Eremophila alpestris*）、家燕（*Hirundo rustica*）等、兽类有普通刺猬（*Erinaceus europaeus rinnaens*）、蒙古兔（*Repus capensis rinnaeus*）、草原黄鼠（*Citellus dauricus Rranolt*）、五趾跳鼠（*Allactaga sibirica Forsten*）、黑线仓鼠、布氏田鼠、草原鼯鼠、巢鼠，以及狐（*Vulpus*

vulpus rinnaeus)、艾鼬 (Mustela eversmanni lesson) 等。

4.3.6.5 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型包括草地生态系统和农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，本项目区域生态环境总体质量较好。

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。

本项目区域分布卫一联合站及其下属阀组间，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，转油站站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的成份主要为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，春秋季节相对湿度小。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。

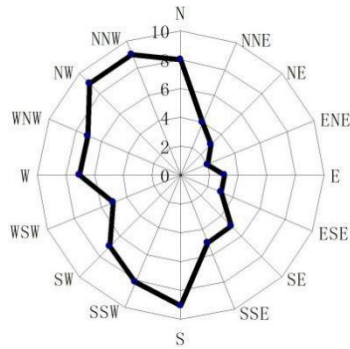


图5.1-1 全年风向玫瑰图

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5.245t/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%（ $5.245\text{t/a} \times 30\% = 1.5735\text{t/a}$ 、 0.18kg/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/ $^{\circ}$	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
产能区域	124.9064298	46.14650339	132	1200	500	0	3	8760	连续	0.18

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5.1-2。

表5.1-2 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	3.3	0.16
100.0	3.5	0.17
200.0	3.9	0.19
300.0	4.4	0.22
400.0	4.8	0.24
500.0	5.2	0.26
600.0	5.6	0.28

700.0	5.8	0.29
800.0	5.7	0.28
900.0	5.5	0.27
1000.0	5.3	0.26
1200.0	4.9	0.24
1400.0	4.4	0.22
1600.0	4.1	0.20
1800.0	3.8	0.19
2000.0	3.6	0.18
2500.0	3.1	0.15
下风向最大浓度	5.8	0.29
下风向最大浓度出现距离	721.0	721.0
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。

本项目大气污染物无组织排放量核算见表5.1-3。

表5.1-3 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		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，井口安装密封垫	《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	4.0	5.24
2	场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程	2023年1月1日前厂界执行《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，2023年1月1日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求		
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			5.24

本项目大气污染物年排放量核算见表5.1-4。

表5.1-4 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	非甲烷总烃	5.24

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。

(5) 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物的排放浓度可以满足《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；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，井场排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放监控浓度限值；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《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及《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2023年1月1日前厂界执行《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，2023年1月1日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求），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5.1-5。

表5.1-5 大气环境影响评价自查表

工作内容		2022年卫星油田太109区块产能建设地面工程项目		
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	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	≥2000t/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	(2020) 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≥50km <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≤100% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率>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≤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≤-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"/>						
	大气环境防护距离	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: (5.24) t/a		
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项								

5.2 地表水环境影响预测与评价

本项目位于黑龙江省大庆市大同区高台子镇，主要地表水体为杏南排水干渠，位于本项目基建3#平台西侧2.0m处。杏南排水干渠总长为16.6km，总控制面积为 $33.2 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

运营期产生的废水主要为油水井作业废水、水井洗净废水、油田采出液中分离的含油污水，污染因子为石油类。

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

(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卫一联合油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，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。

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

(1) 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运行期油田采出水进入卫一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层；作业污水及洗井污水通过罐车回收后送卫一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级B评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托含油污水深度处理站的环境可行性评价。

1) 地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

②在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回

收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

③定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

2) 依托含油污水深度处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目6口油井采出水依托卫一联合含油污水深度处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”，设计规模为6200m³/d，本次产能接入后最大处理量为5364m³/d，系统负荷率86.5%，工程建成后能够满足本次产能需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

本次委托大庆中环评价检测有限公司于2022年3月05日-06日对卫一联合含油污水深度处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为3.03mg/~4.34mg/L、悬浮固体含量为1mg/~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm”标准，回注油层，不外排。符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中相关要求。

(2) 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

1) 油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

2) 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

3) 本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率100%，并禁止在雨季进行油井作

业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常工况下地下水环境影响分析

5.3.1.1 施工期

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至卫一联合含油污水深度处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地下水体产生影响。

5.3.1.2 运行期

项目营运期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

本项目产生的含油污水由管线输送至卫一联合含油污水深度处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.2 非正常工况下对地下水影响分析

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

（1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下

渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油窜入含水层造成对地下水污染，该种情况可能对承压水含水层造成污染。

本项目预测情景模式见表 5.2-1。

表5.2-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	油井套管破损造成的含油物质泄漏	承压水	√	—

5.3.2.1 输油管道泄漏

(1) 泄漏源强

本项目集油管道管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\Phi 60 \times 4.5$ ，长度为3.4km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和庆新油田多年统计数据，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在1h内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，泄漏时间取1h，根据方案本项目6口井位于一个集油环产油量约为10.8t/d，假设拟建油井集油管道完全断裂发生泄漏，泄漏1h的原油量为 $10.8/24 \times 1 \times 1000 = 450\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第100天、1000天、5000天石油类在潜水中的运移情况。

(2) 预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向y方向的弥散系数，m²/d。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局），参照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录B 水文地质参数经验值表，项目潜水含水层岩性为细粉砂层和亚砂土，潜水含水层渗透系数取K=10m/d，根据区域等水位线与距离确定，潜水水力坡度I=0.0006，有效孔隙度取0.34，则水流速度为0.018m/d。根据水文地质资料，第四系齐齐哈尔组孔隙潜水厚度范围为5.0~16.0m，考虑最不利影响，选取最小值5m。区域地下水纵向弥散系数0.2m²/d，横向弥散系数0.02m²/d，化学反应常数为0。

(5) 预测结果

集油管道泄漏100d、1000d、5000d对潜水的影晌预测结果见表5.2-2、图5.2-1~5.2-3。

表5.2-2 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	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100天	3900.95mg/l	49.14m	1150m ²	54.12m	1250m ²
	1000天	390.09mg/l	145.4m	13780m ²	157.4m	16244m ²
	5000天	78.02mg/l	329m	56625m ²	357m	68975m ²

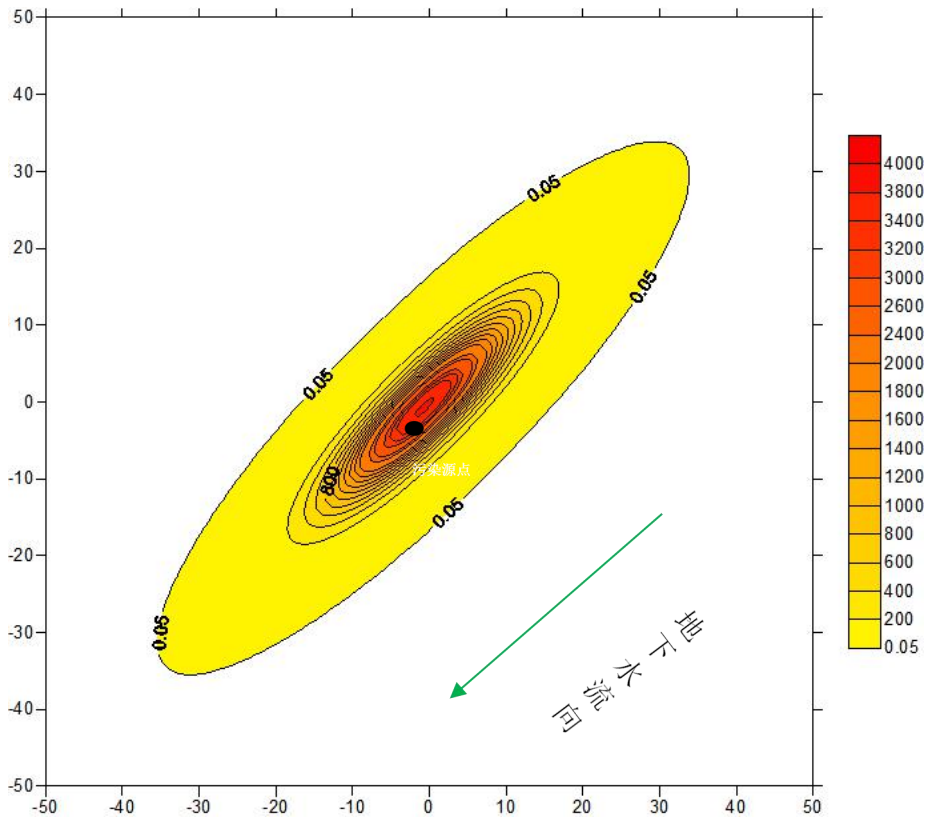


图 5.2-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

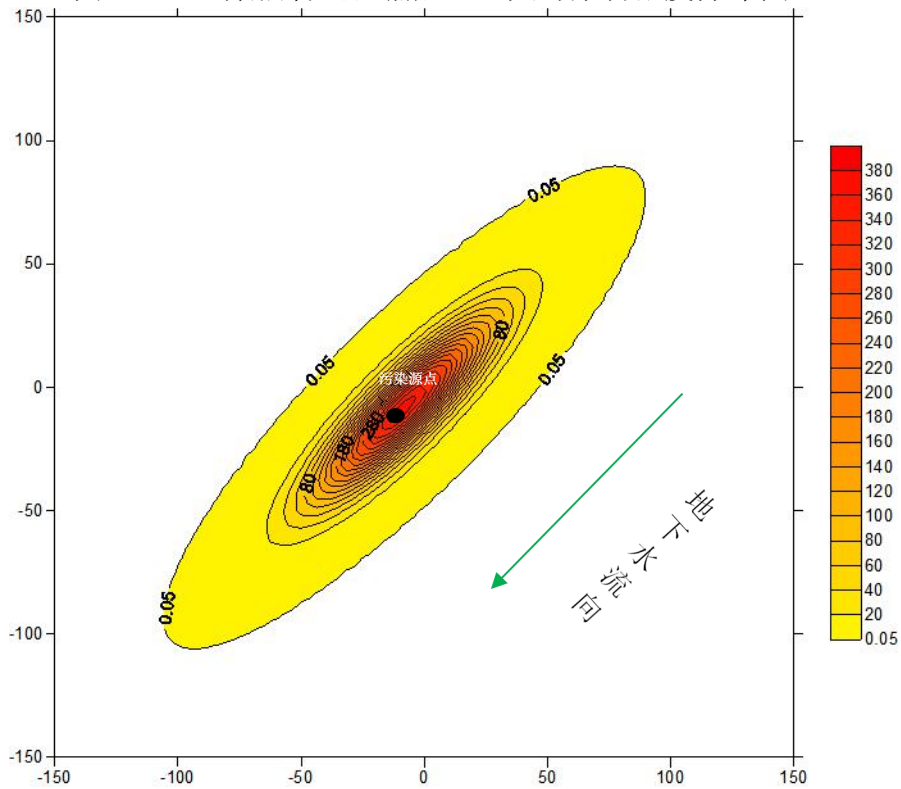


图5.2-2 集油管道泄漏后1000天污染物浓度分布图

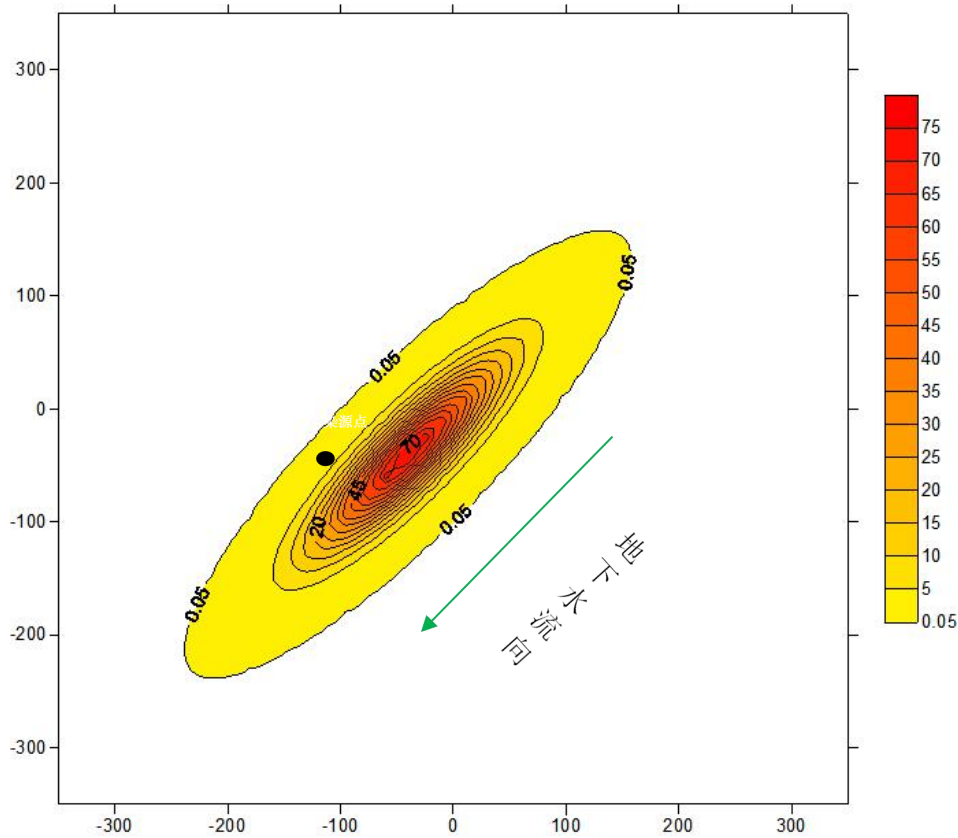


图5.2-3 集油管道泄漏后5000天污染物浓度分布图

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：3900.95mg/l，超标距离最远为49.14m，影响距离最远为下游54.12m，预测范围内的影响面积为1250m²。集油管道泄漏1000d后，下游最大浓度为：390.09mg/l，超标距离最远为145.4m，影响距离最远为下游157.4m，预测范围内的影响面积为16244m²。集油管道泄漏5000d后，下游最大浓度为：78.02mg/l，超标距离最远为329m，影响距离最远为下游357m，预测范围内的影响面积为68975m²。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。

5.3.2.2 油井套管破损泄漏

本次评价针对井漏情况对地下水产生的影响进行预测。

(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。本项目单口油井平均产油量为1.8t/d，假设拟建油井套管发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，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。选择石油类作为预测因子，预测第100天、1000天、第5000天石油类在地下水中的运移

情况。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向y方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β)—第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4D_L, β)—第一类越流系统井函数。

(3) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局），参照《环境影响评价技术导则

地下水》(HJ610-2016)附录B 水文地质参数经验值表,项目泰康组承压含水层岩性为砂砾岩,承压水含水层取 $K=25\text{m/d}$,根据区域等水位线与距离确定,承压水水力坡度 $I=0.0003$,承压水有效孔隙度取0.34,则水流速度为 0.022m/d 。根据水文地质资料,第三系泰康组承压含水层厚度范围为 $57.3\sim 73.0\text{m}$,考虑最不利影响,选取最小值 57.3m 。区域地下水纵向弥散系数 $0.2\text{m}^2/\text{d}$,横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$,化学反应常数为0。

(4) 预测结果

套管破损泄漏100d、1000d、5000d对承压水的影响预测结果见表5.2-3、图5.2-4~图5.2-6。

表5.2-2 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100天	49m	1725m^2	52m	1950m^2
	1000天	164m	16789m^2	174m	19090m^2
	5000天	412m	84050m^2	434m	95850m^2

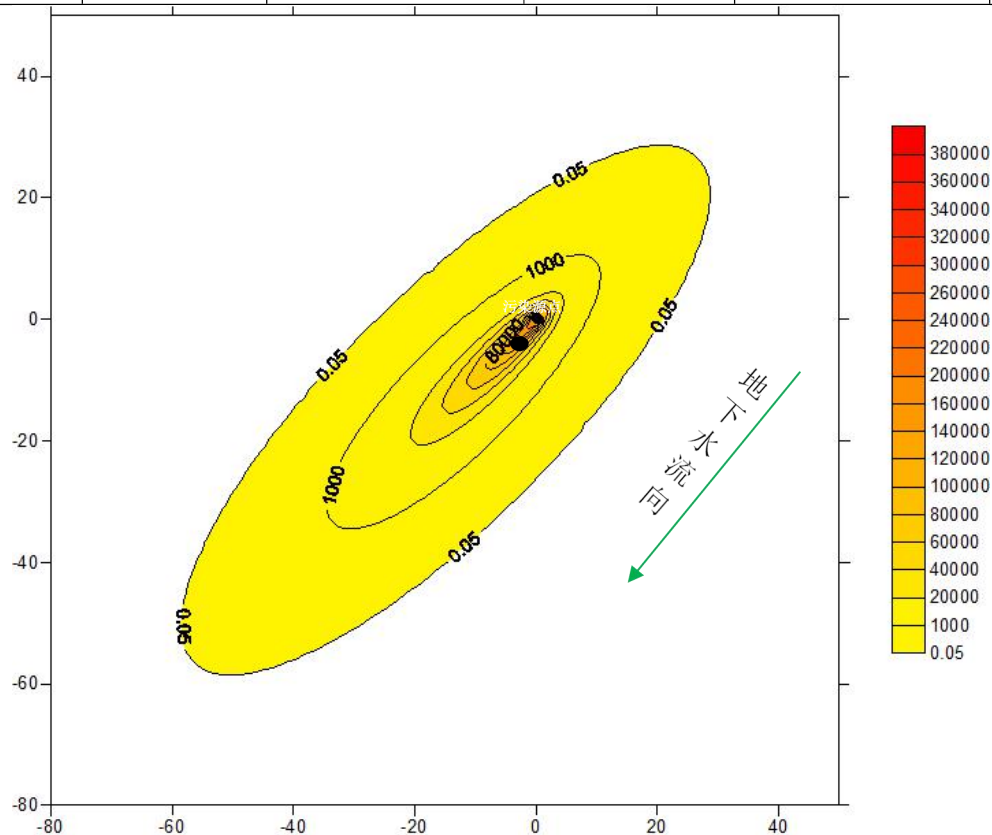


图5.2-3 油井套管泄漏100天石油类污染扩散平面图

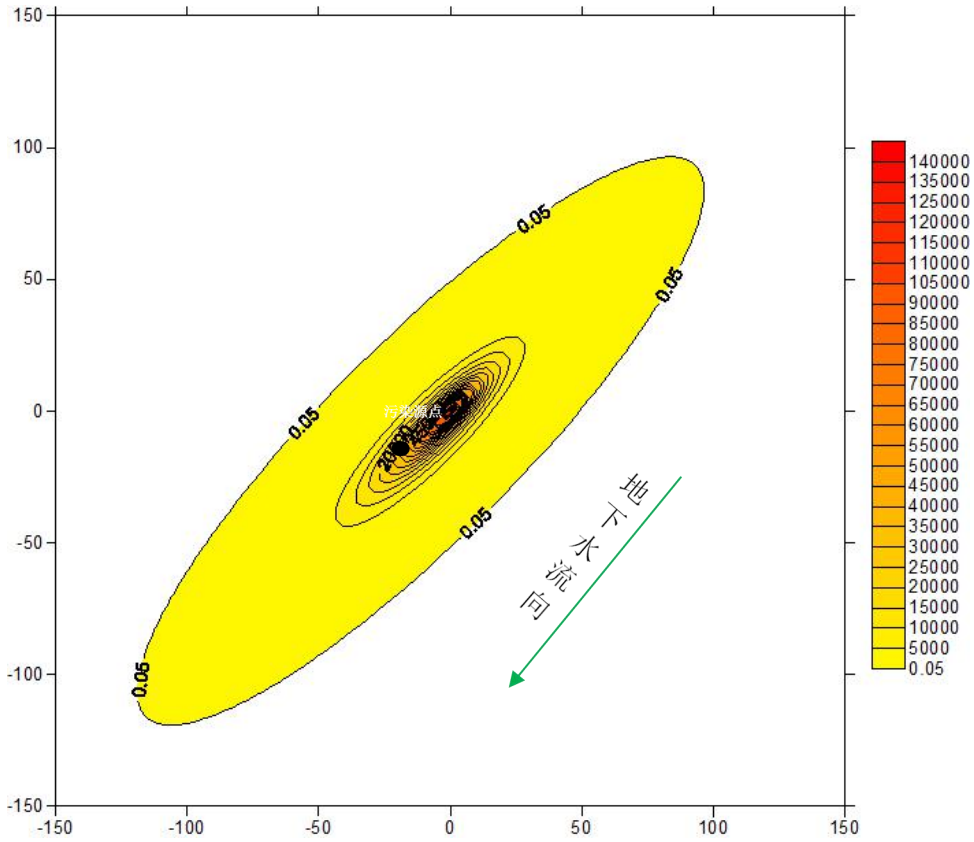


图5.2-4 油井套管泄漏1000天，石油类污染扩散平面图

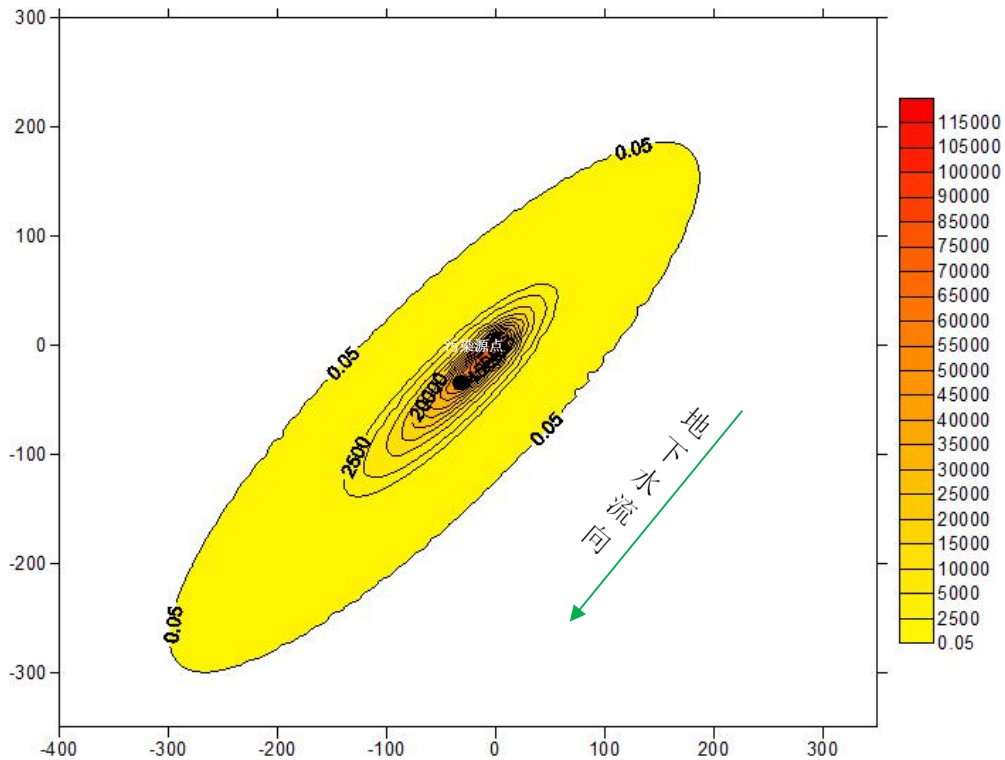


图5.2-5 油井套管泄漏5000天，石油类污染扩散平面图

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 49m；影响距离为下游 52m，预测范围内影响面积为 1950m²。套

损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 164m；影响距离为下游 174m，预测范围内影响面积为 19090m²。套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 412m；影响距离为下游 434m，预测范围内影响面积为 95850m²。本区块油井距离最近的水井为东围子水井，东围子水井位于 1#平台井场西侧 2.9km 处，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

5.2.2.3 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。

5.4 声环境影响分析

5.4.1 施工期声环境影响分析

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，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	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5.4-1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200m范围内无声环境保护目标，避免对村屯声环境产生显著不良影响。本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证施工场界噪声满足《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。

5.4.2 运营期声环境影响预测与评价

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平台井井场。

距离本项目油井最近的敏感点为 1#平台西侧 2.9km 东围子，因此本次对葡 71-72 井进行预测，预测结果见图 5.4-1、图 5.4-2

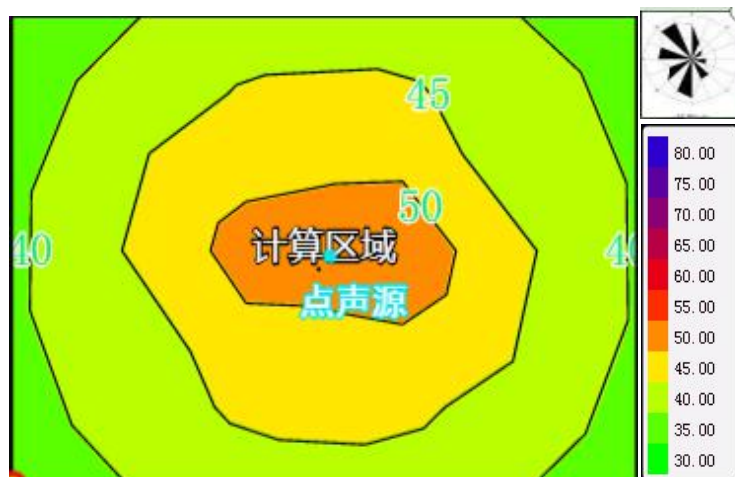


图 5.4-1 井场噪声预测结果

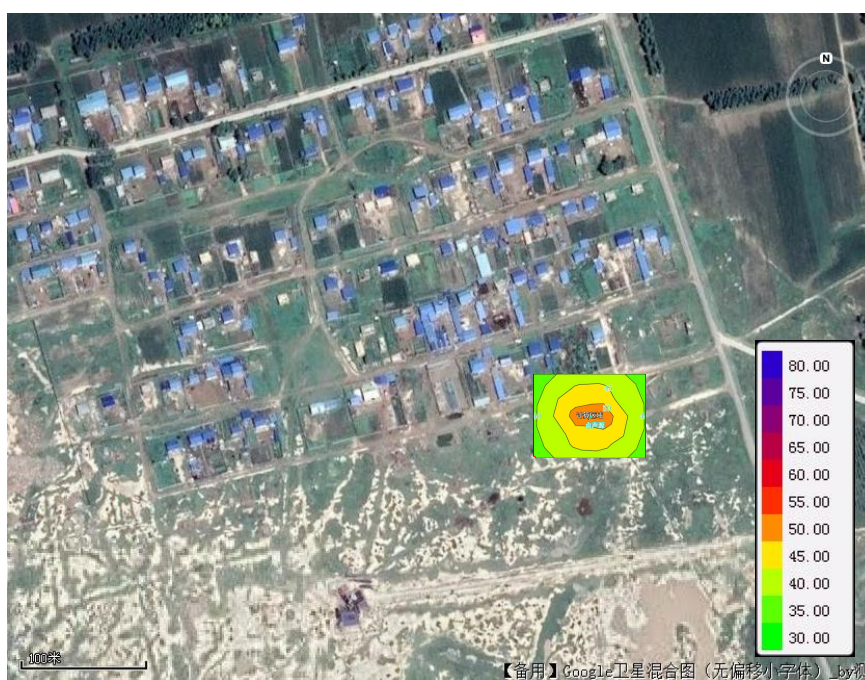


图 5.4-1 井场噪声及对周边敏感点影响预测结果

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。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

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八采油厂工业固废填埋场。施工人员生活垃圾由环卫部门拉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。

5.5.2 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大庆博昕晶化科技有限公司处理；落地油 100%回收后送至大庆博昕晶化科技有限公司处理进行处理；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大庆博昕晶化科技有限公司处理，含油防渗布由建设单位收集后委托有资质单位处置。

5.5.3 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大庆博昕晶化科技有限公司处理后回用于道路铺设或井场垫高。

本项目施工期和运营期危险废物产生情况汇总见表 5.5-1。

表 5.5-1 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	0.311t/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	送大庆博昕晶化科技有限公司处理

2	作业 废防 渗布	HW49 其他 废物	900 -04 1-4 9	0.1t/a	作业	固 态	油 泥 砂	石 油 类	油井作 业 1.5 年/次	T、I n	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。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移管理办法》等有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移联单管理办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。担任储运人员须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅

速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路，大大缓解了油田含油污泥集中堆放现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

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

5.5.4 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。

5.6 生态环境影响评价

5.6.1 对占地类型影响分析

本项目新增占地 5.54hm²，临时占地 5.051hm²，临时占地全部为管线施工临时占地，占地类型均为草地（基本草原），临时占地时间约 60d。本项目的临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目新增临时占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。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，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

5.6.2 对土壤环境影响分析

工程对土壤的影响主要体现在工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏。对管线施工剥离的表层土集中临时堆放，敷设结束后用于植被恢复。对表土堆放场进行苫盖防止水土流失。井场作业期间井场地面均铺设防渗布，作业废水集中收集拉运，不会对土壤产生影响。随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对施工现场周边土壤的影响得到尽快的恢复。通过上述措施，本项目建设对项目所在地土壤环境影响在当地环境可接受范围内。

5.6.3 对植被环境影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。本项目对植被的影响主要表现在占地对少量草

地（基本草原）的破坏。施工对植被的影响主要表现为，一是临时占地，直接造成当年的生物量损失。二是破坏土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的生物量下降。为保证施工后植被恢复效果，要求对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

采取上述措施后，本项目建设对当地植被环境影响在可接受范围内。

5.6.4 对生态系统的影响分析

本工程所在区域内生态环境以草地生态系统为主，为保护区域盐碱草地生态环境，项目施工时采取了一系列的生态保护措施，如严格控制管线施工的临时占地，加强生态恢复等措施，油田的开发对区域盐碱草地生态系统没有造成明显影响。

项目运营期事故性含油污水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。所以，污水泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替。

5.6.5 对动物影响分析

本次评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物，项目施工期较短，对周边动物影响不大。

5.6.6 对景观的影响分析

本项目主要工程是在现有井场内的改造工程，均在现有工程基础上的改造施工，对区域原有景观环境影响不大，管线施工均为临时占地，在施工期对周边景观有一定影响，待施工结束后及时进行土方回填和生态恢复，可将区域景观环境恢复至施工前状态。

5.6.7 项目对水土流失的影响

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。

5.6.8 生态环境影响评价结论

(1) 该项目管道建设对土地的侵占，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。但若选择适当时机施工，并在施工建设过程中采取必

要的保护措施，则可能最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

(2) 油田采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育有一定的影响。但若采取必要的环保措施，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，有利于人类生存环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。

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

5.7 土壤环境影响评价

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

本工程新建配通井路 4.5km 土路，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。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葡71-72井场内、葡69-斜692井场内、葡70-67井场内、葡72-斜682井场内、葡73-71井场内以及葡70-斜702井场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	(0.489) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）			见表 2.6-4	
	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	5		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			

5.8 环境风险评价

5.8.1 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 5.8-1。

表 5.8-1 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（℃）		凝固点（℃）	21	
	沸程（℃）	常温至500℃以上		初馏点（℃）	70
	相对密度(水=1)	0.86		胶质、沥青质含量	18.2%
	含硫	0.11		含蜡	28.8
	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		爆炸上限（V%）：5.9	
	自燃温度（℃）：350	闪点(℃)：-6		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 5.8-2。

表 5.8-2 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。	

5.8.2 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5.8-3 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
阀组间、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

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境的影响

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。

根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向1km，事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到500-2000mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含有

H₂S等有毒气体，会对区域内村屯居民造成严重影响。

表 5.8-6 硫化氢浓度与危害程度对照表

H ₂ S在空气中的浓度			有关硫化氢的典型特例
体积%	体积ppm	mg/m ³	
0.000013-0.00046	0.13-4.6	0.18-6	可嗅到臭蛋气味，对人气不产生危害。
0.001-0.002	10-20	14.41-28.83	允许八小时暴露值，即安全临界浓度值，超过安全临界浓度必须带上防毒面具，美国标准10PPM，中国标准2PPM，日本标准15PPM。
0.005	50	72.07	只允许接触十分钟。
0.01	100	144.14	在3-15分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。1小时就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时间接触会使上述症状加重。
0.02	200	285.61	立即破坏嗅觉系统，眼睛、咽喉有灼烧感，长时间接触会使眼睛、咽喉遭到灼烧伤害并可能导致死亡。
0.05	500	720.49	短期暴露就会不省人事，如不迅速处理会导致呼吸停止，失去理智和平衡感，如不立即采取抢救措施，可能导致中毒者死亡。
0.07	700	1008.55	很快失去知觉，停止呼吸，如不立即采取抢救措施，将导致中毒者死亡。
0.1	1000	1440.98	立即失去知觉，结果将会产生永久性脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，否则导致中毒者死亡。
0.2	2000	2857.14	吸一口立即死亡，抢救较困难。

油田伴生气中硫化氢含量大约为103mg/m³，参照硫化氢中毒浓度对照表，事故状态下伴生气泄露可能造成的后果为：①只允许接触十分钟。②在3-15分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。

因此由于管线设备的腐蚀或密封不严等造成硫化氢的泄露，严重时污染会造成中毒伤亡事故。因此，必须遵守以下规定：①严格工艺要求，加强平稳操作，防止跑、冒、滴、漏；②装置内安装固定式的硫化氢测报仪；③对有硫化氢泄露的地方要加强通风措施，防止硫化氢的聚集；④对有硫化氢的容器、管线阀门等设备，要定期进行检查更换；⑤发现硫化氢浓度高，要先报告，采取一定的防护措施，才能进入现场和处理。

当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：①发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；②佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护③进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场④如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境的影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水事故泄漏。泄漏油污污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境的影响

(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。

5.8.3.4 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。

5.8.3.5 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。

5.8.6 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5.8-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2022年卫星油田太109区块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°54'15.15"- 124°54'24.15"	纬度	北纬46°8'07.75"- 46°8'46.75"	
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5.8-7 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调	危险物质	名称	石油	天然气			
		存在量 t	6.94	0.104			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 1930 人			5km 范围内人口数 人	

查		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 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>
包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>		
物质及工艺系数危险性		Q 值	Q < 1 <input checked="" type="checkbox"/>	1 ≤ Q < 10 <input type="checkbox"/>	10 ≤ Q < 100 <input type="checkbox"/>	Q > 100 <input type="checkbox"/>
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>	
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m					
	地表水	最近敏感目标, 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: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, “ ”为内容填写项						

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，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

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

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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租赁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及租赁配注站厂界挥发的非甲烷总烃，执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。依托场站及租赁配注站厂界挥发的非甲烷总烃2023年1月1日起执行《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外 VOCs（以非甲烷总烃计）执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。2023年1月1日起执行《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），卫一联合站产生的烟气经高于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拉运至卫一联合油污水深度处理站处理，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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、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

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至卫一联合油污水深度处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排。

(2) 处理工艺可行性分析

本项目依托卫一联合油污水深度处理站，卫一联合油污水深度处理站主要接收处理庆新油田区块的含油污水，该站采用“两级沉降+两级过滤”工艺，设计出水水质指标为“8、3、2”。

(3) 处理工艺达标可行性分析

卫一联合油污水深度处理站设计出水指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”。本次委托大庆中环评价检测有限公司于2022年3月05日-06日对卫一联合油污水深度处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求，工艺可行。

(4) 处理规模的可行性分析

卫一联合油污水深度处理站设计规模为 $6200\text{m}^3/\text{d}$ ，本次产能接入后最大处理量为 $5364\text{m}^3/\text{d}$ ，系统负荷率86.5%，因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。

采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境影响较小。

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

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

(1) 为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

(2) 集油管线采用无缝钢管，硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

(3) 在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

(4) 定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.2.4 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%。

(3) 管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

(4) 管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于150mm，防腐层厚度不小于3.2mm。

(5) 管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于100mm。

(6) 运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

(7) 巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

6.2.4.2 分区防渗措施

(1) 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(2) 井场防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(3) 集油管线防渗措施

本工程集油管线采用重点防渗，应采用钢管，其防渗措施主要为：

①管道外防腐等级应采用加强级；

②管道连接方式应采用焊接；

③管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于2mm后采用管道内防腐；

④定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

本项目分区防渗情况见表6.2-1。

表6.2-1 本项目分区防渗情况

防渗分区	防渗地点	防渗措施	导则中防渗技术要求
重点防渗	集油管线	管道采用无缝钢管，管道连接方式应采	满足等效黏土防渗层

		用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于2mm后采用管道内防腐	$Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 要求
简单防渗	井场	采取地面压实	满足一般地面硬化要求

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。跟踪监测井位置图6.2-1，跟踪监测计划见表6.2-2。

表 6.2-2 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
车家窝堡地下水井	46.13808, 124.95162	3#平台井场东侧 3.4km	背景值	石油类	潜水	1次/年
新建地下水井监控井	124.902584, 46.142725	2#平台井场西南侧 0.2km	跟踪监测点		潜水	
散户地下水井	124.863884, 46.127725	3#平台井场西南侧 2.8km			潜水	

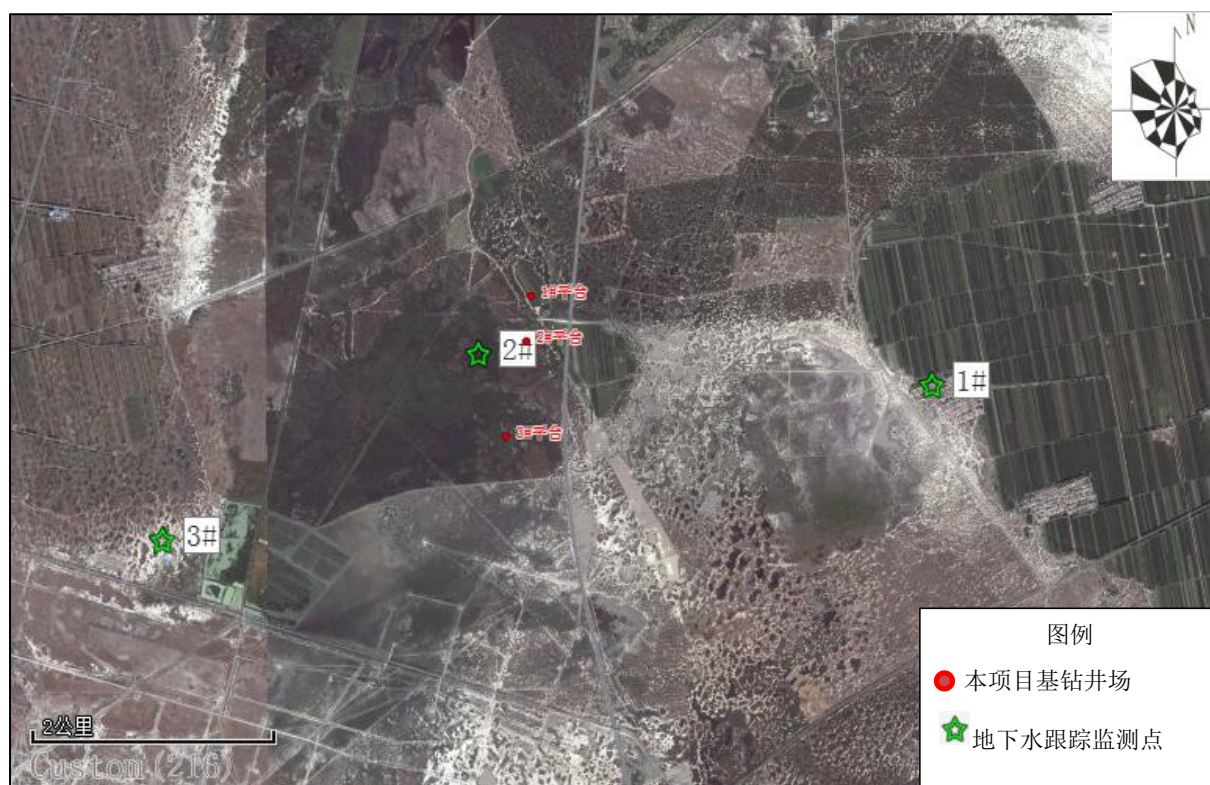


图 6.2-1 地下水跟踪监测点位图

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) 运输车辆选择避开车家窝堡等村屯路线，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八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龙清生物科技有限公司处理。

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，由罐车拉运至大庆博昕晶化科技有限公司处理进行处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）中垫井场标准后，用于垫井场和通井路。

本项目产生的含油污泥及落地油依托大庆博昕晶化科技有限公司处理，站内采用调质-离心处理技术工艺，大庆博昕晶化科技有限公司处理设计处理能力280t/d，本次产能产生含油污泥量为0.311t/a，接入本项目后最大处理油量105t/d，负荷率为37.5%，污泥站剩余处理能力能够满足本项目含油污泥处理需求。

(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；

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《危险废物转移管理办法》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

1、一般性生态保护措施

(1) 加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

(2) 埋设注水管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（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；

(4) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(5) 施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用草地进行表土留存，分层回填，及时恢复地表植被。

2、针对性保护措施

(1) 基本草原保护措施

根据相关规定：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基本草原保护区，需要占用基本草原，涉及草地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本草原的，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基本草原。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用基本草原数量与质量相当的草地；没有条件开垦或者开垦的草地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳基本草原开垦费，专款用于开垦新的草原。占用基本草原的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的基本草原的土壤用于新开垦草地、劣质地或者其他草地的土壤改良。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让基本草原，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。对占用的草地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用草地的数量和质量相当的草地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳基本草原开垦费，专款用于开垦新的草地，基本草原的草地恢复由当地政府负责开垦相应数量的草地，进行基本草原保护。

及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的基本草原进行整平翻松，对永久占用的草地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于基本草原的恢复及补

偿。

（2）防沙治沙措施

本项目开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①管道采用沟埋敷设，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，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，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根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的植被防护体系。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

（3）水土流失防治措施

①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

②道路

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。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

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。

③管线

对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。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。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

④生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，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，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。

6.5.2 运营期生态保护措施

本工程正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响，不会导致土壤沙化现象。

(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) 施工中缩小影响范围，提高工程施工效率，尽量缩短施工时间，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；

(3) 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；

(4) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

(5) 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；

(6) 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，送大庆博昕晶化科技有限公司处理进行无害化处理。

(7) 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。

本工程通过采取上述生态保护措施，能够确保本工程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）工程防治措施

①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

②道路

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

③管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。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。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

③生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，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，保护当地出现退化现象的草原生态系统，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) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等，临时占地边界做明显标识，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.5.4 防沙治沙措施

本项目位于大同区高台子镇境内。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。本工程占地为草地，临时占地5.051hm²，永久占地0.489hm²。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。

(4) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

(5) 施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

6.6 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

主要包括在施工工艺、设备、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) 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。

(3) 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。

(4) 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6.6-1及图6.6-1。

表6.6-1 土壤环境跟踪监测计划

序号	跟踪监测点名 称	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
1	1#平台井场内	124.90600, 46.148005	表层样 0~20cm	pH、石油烃	1 次/3 年
2	新建集油掺水管 线南侧 10m	124.89900, 46.138105	表层样 0~20cm	pH、石油烃	

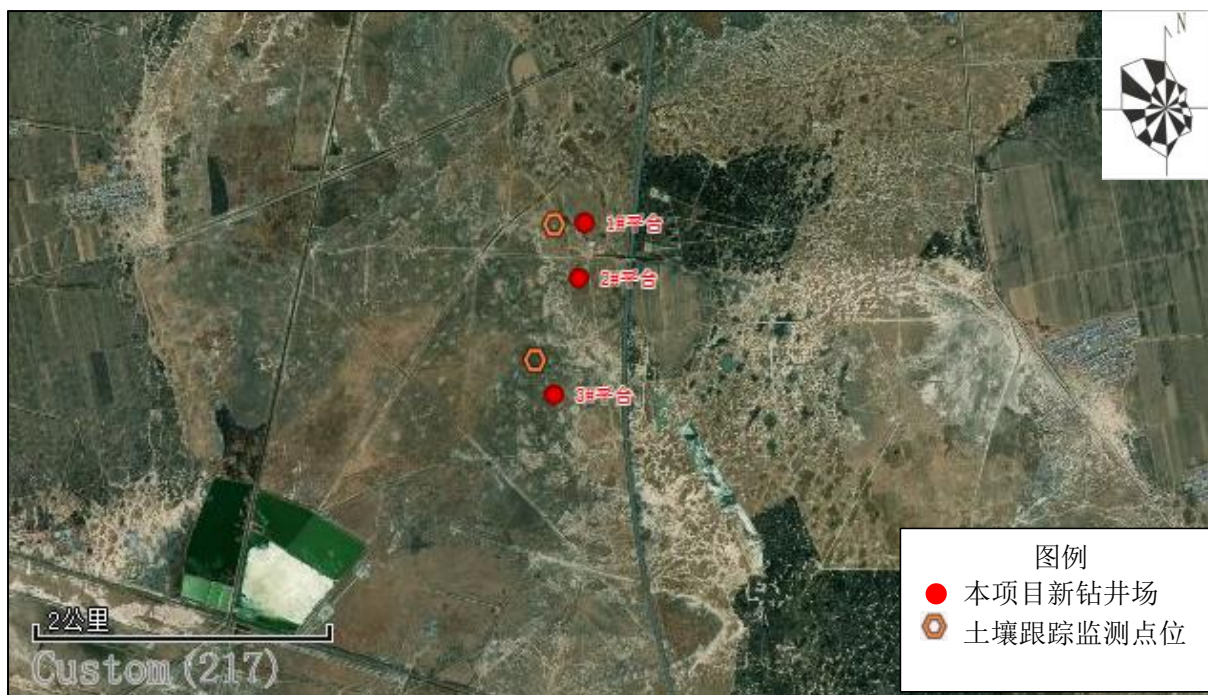


图6.6-1 土壤跟踪监测点位图

6.7 环境风险防范措施

6.7.1 施工期环境风险防范措施

(1) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(2) 提高管道的防腐等级，集油掺水管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克管；

(3) 定期检测集输管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

(4) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(5) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录。

6.7.2 运营期环境风险防范措施

(1) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。

3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

6) 确保庆新油田财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后统一收集委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

8) 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。

9) 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。

10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

12) 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。

(2) 依托场站事故风险防范措施

1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

(3) 火灾、爆炸风险防范措施

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

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(4) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

4) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

(5) 管理措施

1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

2) 当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送朝一联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) 加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

6) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

7) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

8) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.7.3 事故应急救援预案

安达市庆新油田开发有限责任公司现有《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《突发环境事件专项应急预案》、《油气集输突发事件专项应急预案》、《突发事件总体应急预案》等预案内容。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。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入安达市庆新油田开发有限责任公司原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

3、应急预案有效性分析

安达市庆新油田开发有限责任公司编制了《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，安达市庆新油田开发有限责任公司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。

由前述分析可知，以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.8 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.9 “三同时”环保验收一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本项目“三同时”环境污染防治措施及环保验收具体内容见表6.9-1。

表6.9-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物
	运营期	采油井场	管线和场站均采用密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护
		场站非甲烷总烃	
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料
废水	施工期	施工人员生活污水	排入依托场站及阀组间的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥
			不外排

	运营期	作业污水	由罐车拉运至卫一联合含油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限制要求
		洗井污水	由罐车拉运至卫一联合含油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排	
		油田采出水	进入卫一联合含油污水深度处理站处理达标后回注油层	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
	运营期	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	施工废料	经收集后拉运至第八采油厂工业固废处置场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
		生活垃圾	统一收集后由环卫部门拉运大庆龙清生物科技有限公司处理。	不外排
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	不贮存，实行危险废物转移联单制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物，统一收集委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022），处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路
生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地6.351hm 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=。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌。	
	永久占用草地按照规定进行经济补偿，补偿面积0.489hm ² 。		按相关要求要求进行征地补偿	

地下水及土壤防护	运营期分区防渗：集油掺水管道重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s要求；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
	本项目区域上游车家窝堡布设1个潜水背景值监测水井（坐标：46.13808，124.95162），区域内2#平台井场西南侧200m新建1口潜水跟踪监测水井（坐标：124.902584，46.142725），区域下游散户1口潜水跟踪监测水井（坐标：124.863884，46.127725）。	pH执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准限值要求
	在1#平台井场内、新建集油掺水管线西侧10m共布设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，监测频次为1次/3年	石油烃执行《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2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练	
水土保持	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的耕地进行恢复；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

表6.9-2 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
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况

污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	平整及恢复5.051hm ² ；补偿0.489hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

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的发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

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的损失，本工程永久占用草地 0.489hm²；临时占用草地 5.051hm²。草地主要为天然草。

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），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 5.6066 万元，本项目永久占地环境损失费为 1.8093 万元，投产十年间供给环境损失 7.4159 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 542.6 万元，环保投资约 13.667 万元，占总投资比例为 2.70%；具体环保投资见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算 单位：万元

序号	项目	建设内容	金额 (万元)	备注
1	废气治理	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.3	0.1万元/井场，共3座井场
2	废水治理	管线试压废水、作业污水及洗井污水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理	3.554	0.01万元/m ³ ，共计355.4m ³ /a
3	固体废物治理	含油污泥、落地油拉运至大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.16	0.5万元/吨，共计0.311t/a

		含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.04	0.4万元/吨，共计0.1t/a
		施工废料拉运至采油八厂工业固废填埋场处理	0.01	0.1万元/吨，共计0.1t
5	地下水防治	油井井场采取简单防渗，集油管线采取重点防渗	1.6	0.4万元/井场，共4座井场
6	环境风险防控	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施。	1.6	0.4万元/井场，共14座井场
7	生态恢复	临时用地恢复与补偿5.051hm ² ，永久占地补偿0.489hm ²	7.4159	按大庆市征地青苗补偿标准，天然草0.37元/m ²
总计			14.6799	

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安达市庆新油田开发有限责任公司管理，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

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

由安达市庆新油田开发有限责任公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建

档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由安达市庆新油田开发有限责任公司安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；
- (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	76.8t	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	39.4t	由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理后回注油层，不外排	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≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”回注油层
3	固废	施工废料	聚氨酯泡沫	0.1t	送至第八采油厂工业固废填埋场	不外排
		生活垃圾	/	0.6t	由环卫部门拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理	由环卫部门拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理
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	5.24t/a	排入大气	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/m ³ 要求；满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放浓度不超过120mg/m ³ ，生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率≥3kg/h的，废气处理设施非

						甲烷总烃去除率不低于80%。
		燃烧烟气	SO ₂	0.051t/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	0.189t/a		
			颗粒物	0.0278t/a		
2	废水	油田采出水	石油类	7700t/a	采出液输至卫一联含油污水深度处理站处理，作业废水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理	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≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”后，回注油层
		作业污水	石油类、悬浮物	56t/a		
		清防蜡洗井污水	石油类、悬浮物	240t/a		
3	固废	油泥	石油类	0.111t/a	送至大庆博昕晶化科技有限公司处理进行处理	符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/T1413-2010）要求
		落地油	石油类	0.2t/a		
		废防渗布	石油类	0.1t/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、颗粒物为依托卫一联转油脱水站等场站产生的分担量。本工程非甲烷烃排放量 5.24t/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）	0.0278
2	NO _x （t/a）	0.051
3	SO ₂ （t/a）	0.189
4	VOC _s （t/a）	5.24

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	本项目区域上游车家窝堡布设1个潜水背景值监测水井（坐标：46.13808，124.95162），区域内2#平台井场西南侧200m新建1口潜水跟踪监测水井（坐标：124.902584，46.142725），区域下游散户1口潜水跟踪监测水井（坐标：124.863884，46.127725）。	1次/年
2	土壤	pH、石油烃	在1#平台井场内、新建集油掺水管线西侧10m共布设2个土壤跟踪监测点，	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	大气	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、依托转油站厂界四周	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	
			事故发生地上风向对照点	
	土壤：石油烃	事故发生地受污染的区域		
		对照点		
		事故发生地中心周围的注入井		
地下水：石油类	事故发生地上游对照点			

8.6.3 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）及生态环境部部令第11号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019年版）》的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07中的4石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目不涉及通用工序，本项目为陆地石油开采，安达市庆新油田开发有限责任公司已按照相关要求申请排污许可证，实行排污许可登记管理，证书编号为912312817028111747003Q，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期为2020年8月14日至2023年8月13日。

9 环境影响评价结论

9.1 工程概况

本项目基建油水井8口（其中油井6口、水井2口，共分布在3座丛式井场），油井采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 4.5 \sim 3.4\text{km}$ ，水井沿用已建系统的分散注水工艺，采用单干管多井配水流程，新建单井注水支线DN40/PN25~1.6km。并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能 $0.37 \times 10^4\text{t/a}$ 。本工程占地类型均为草地，属基本草原。项目新增占地面积 5.54hm^2 ，其中永久占地 0.489hm^2 ，临时占地 5.051hm^2 。工程投资542.6万元。

9.2 产业政策符合性结论

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019年）》（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。

9.3 选址和理性结论

本工程所在区域主要为耕地和草地，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，施工区域内无文物古迹、饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行；利于环境风险的防范和应急反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对耕地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

大庆市生态环境局2021年6月5日公布的《2020年大庆市生态环境状况公报》，2020年城区环境空气中二氧化硫优于国家一级标准限值；二氧化氮（ NO_2 ）优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（ PM_{10} ）优于国家二级标准限值；细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）达到国家二级标准限值；一氧化碳（ CO ）优于国家一级标准限值；臭氧优于国家二级标准限值，环境空气质量状况良好，保持总体稳定。特征污染物非甲烷总烃的评价指数均小于1，

满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。特征污染物颗粒物的评价指数均小于1，满足《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值。

9.4.2 地下水环境质量现状评价结论

根据地下水环境质量现状计算结果可知，区域地下水质量监测点均满足《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）I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。

9.4.3 声环境质量现状评价结论

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。

9.4.4 土壤环境质量现状评价结论

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。根据土壤环境质量标准的划分原则，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。因此该区域土壤环境质量状况良好。

9.4.5 生态环境现状评价结论

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

施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布，严禁散落；控制车速，运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地；施工场地干燥时适当洒水抑尘，物料堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如上覆遮盖材料等；拉运固井水泥车辆采用罐装。

施工场地占地清理表土等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，降低对区域空气环境的影响，产生的场界扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限值要求。对区域内大气环境影响较小。

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

本工程产生的废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.5.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期废水为施工人员的生活污水和管线试压废水。施工期生活污水依托附近场站及阀组间，施工结束后及时清掏；管线试压废水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后达标回注油层，不外排。

运营期产生的废水主要为作业污水、洗井污水及油田采出液中分离的采油废水，上述废水均依托卫一联含油污水深度处理站处理，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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不外排至外环境，且在作业过程采取铺设防渗布等各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小；事故状态下在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.5.4 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 固体废弃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八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大庆博昕晶化科技有限公司处理；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安达市庆新油田开发有限责任公司负责，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 03 月 01 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbhjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=485>）。公示截图见 9.6-1。



图 9.6-1 首次公示截图

征求意见稿公示日期为 2022 年 04 月 06 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbhjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=436>）。

报纸第一次公告日期为 2022 年 4 月 11 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2022 年 04 月 12 日（大庆油田报）。

现场张贴公示日期为 2022 年 4 月 14 日，公示地点为井场周边村屯。

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。

9.8 综合结论

综上所述，2022 年卫星油田太 109 区块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。