

葡萄花油田及周边区块长关井治理工程

环境影响报告书

(征求意见稿)

湖南葆华环保有限公司

2021年06月

目 录

1.概述.....	1
1.1 概述	1
1.2 分析判定相关情况	4
1.3 关注的主要环境问题及环境影响.....	19
1.4 环境影响评价的主要结论.....	21
2 总则.....	23
2.1 编制依据	23
2.2 评价目的及原则	25
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	26
2.4环境评价标准.....	27
2.5 评价工作等级	34
2.6 评价范围及环境保护目标.....	39
2.7 评价工作内容及重点.....	43
3 建设项目工程分析	44
3.1建设项目概况.....	44
3.2 现有区块开发情况回顾.....	49
3.3 依托工程分析	50
3.4 建设项目工程分析	66
4 环境现状调查与评价	95
4.1 自然环境现状调查与评价.....	95
4.2 环境保护目标调查	101
4.3 环境质量现状调查与评价.....	101
4.4 区域环境污染源调查.....	128
5 环境影响预测与评价	130
5.1 环境空气影响预测与评价.....	130
5.2 水环境影响预测与评价.....	135

5.3 声环境影响分析	143
5.4 固体废物环境影响分析.....	146
5.5 生态环境影响评价	148
5.6 环境风险评价	150
5.7 土壤环境影响评价	162
6 环境保护措施及可行性论证	167
6.1 污染防治措施	167
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施.....	177
6.3 “三同时”项目一览表.....	177
7 环境影响经济损益分析	180
7.1 环境损失费估算	180
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	180
7.3 环境经济损益分析结论.....	181
8 环境管理与监测计划	182
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	182
8.2 环境监控	183
8.3 本工程污染源排放清单.....	184
8.4 总量控制	187
8.5 施工期环境管理与监测计划.....	187
8.6 运营期环境管理与监测计划.....	188
9 环境影响评价结论	190
9.1 工程概况	190
9.2 环境质量现状	190
9.3 主要环境影响	191
9.4 环境影响经济损益分析结论.....	192
9.5 环境管理与监测计划结论.....	192
9.6 公众意见采纳情况	192
9.7 综合结论	192

1.概述

1.1 概述

1.1.1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。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第七采油厂决定实施葡萄花油田及周边区块长关井治理工程，本工程为老区增产项目。

目前大庆油田有限责任公司第七采油厂连续停产半年以上的油井共658口井，长关油井主要有三类：高含水关井、不出油关井和提捞关井。自2006年以来，第七采油厂共治理长关油井343口。治理后初期单井日产液15.0t，日产油1.2t，综合含水92.3%，累计恢复产油 28.42×10^4 t，取得一定效益。长关井治理主要遵循剩余油相对富集、关前含水低于目前区块平均含水、注采关系得到新完善等原则，采油七厂结合油田生产需要，确定本次优选长关井治理潜力井10口，将油井按照环状流程特点就近挂接进已建集油间，实现既可降低投资又可保证生产的目标。本次工程实施后，10口井产出指标从关前平均单井日产液10.5t，日产油0.5t，含水95.2%提高至平均单井日产液13t，日产油1.1t，综合含水91.6%。

1.1.2 建设项目的特点

本工程治理10口长关井位于黑龙江省大庆市大同区大同镇、高台子镇和太阳升镇各1口、老山头乡2口、八井子乡3口和肇源县超等乡1口。本次长关井治理工程建设内容包括：改造10口油井，其中9口采用环状掺水集油工艺，1口采用单井拉油工艺；新建集油管道5.22km，安装井口组合装置10套，以及配套电力、道路工程。建成产能 0.4×10^4 t/a。

本工程属于陆地石油开采项目，建设性质为改扩建。本次工程主要是对10口长关井进行治理后重新投入产能开发，充分利用原有集输系统和场站，按照环状流程特点就近挂接进相应集油间，简化工艺，抽油机、抽油机基础及部分配电设施利旧。本项目新增永久占地 2.34hm^2 （一般草地），管线施工临时占地 9hm^2 （一般草地）。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本项目位于大庆市大同区和肇源县境内，部分长关井井场所处的大同镇、八井子乡、老山头乡和超等乡属于水土流失重点治理区，且葡84-902井距翟生屯70m、葡79-79井距四撮房屯110m，距离村

屯环境敏感区较近，评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹、基本农田保护区，饮用水水源保护区等其他环境敏感区，且不在生态红线范围内。所以判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响评价报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 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，大庆油田有限责任公司第七采油厂委托湖南葆华环保有限公司编制环境影响报告书。

1.1.3 环境影响评价的工作过程

我单位在接受委托后，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，确定葡萄花油田及周边区块长关井治理工程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，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级；地表水环境影响评价工作等级为三级B。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报

告的编制。

具体环境影响评价工作程序见下图。

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。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公示时间分别为2021年3月15日及2021年4月16日至2021年4月29日；并于2021年4月30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。

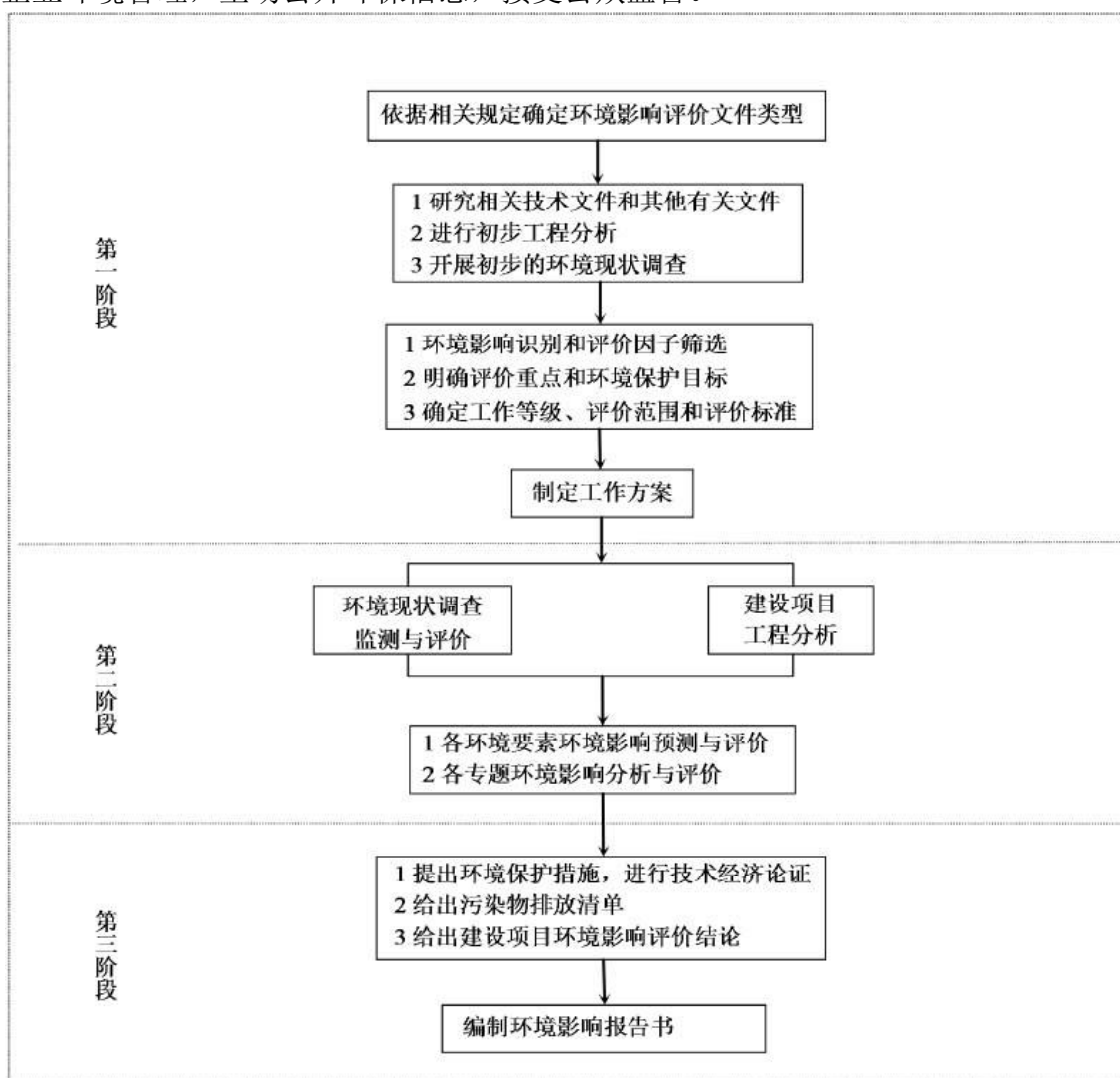


图1.1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.2 分析判定相关情况

1.2.1 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，该项目建设符合国家的产业政策。

1.2.2 相关规划符合性分析

1.2.2.1 主体功能区划符合性分析

本工程位于大庆市大同区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大同区功能定位为国家级重点开发区，属于重点开发区域。肇源县属于限制开发区（国家农产品主产区）。

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。

根据《黑龙江省主体功能区规划》第九章保障措施中第八节环境政策：限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段，实现污染物排放总量持续下降，完成污染物减排目标，实现环境质量状况达标；加大水资源保护力度，适度开发利用水资源，实行全面节水，满足基本的生态用水需求。第八章能源与资源中提出：“位于限制开发区域的重点生态功能区的能源和矿产资源，在进行点状开发时，必须进行生态环境影响评估。尽可能减少对生态空间的占用，并同步修复生态环境”。

本工程属于改扩建项目，主要是对长关井治理后重新投产开发，与现有工程相比加热炉污染物新增负荷颗粒物为0.068t/a、SO₂为0.164t/a、NO_x为0.518t/a，污染物排放总量增加不大。运行期产生的废气主要为井场和场站无组织挥发的非甲烷总烃、场站加热装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期及运行期产生的废水均进入葡一联合含油污水处理站、葡二联合含油污水处理站、葡三联合含油污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

本次工程位于肇源境内的南256-平315井属于拉油井，本次改造井口设施利旧，维修通井路和井场，无新增占地，对生态环境影响不大。项目运行期工业用水为洗井用水及井下作业用水，均为采出液分离水再利用，不进行地下水资源的开采。

因此本工程符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.2.2.2 《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。肇源县土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。

本次产能主要是对长关井的治理开发，工程建设均在已建井场范围内，工程无新增永久占地，管线施工临时占地为耕地（非基本农田）和草地（一般草地），施工结束后进行耕地复垦和生态恢复，项目建设符合土地利用总体规划要求。本项目与土地利用规划图位置关系见附图13。

1.2.2.3 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，本项目部分长关井井场所处的大同镇、八井子乡、老山头乡和超等乡属于水土流失重点治理区。本项目长关井与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图16。

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。

1.2.2.4 与《2021年大庆油田生产建设规划》符合性分析

根据《2021年大庆油田生产建设规划》（庆油发〔2020〕152号）中要求，各单位、各部门要按照规划的总体安排部署，落实好油气产量等各项规划目标。油气勘探开发部门要进一步明确任务，突出高效勘探，推进精准开发，加大难采储量有效动用，加快天然气上产，积极做好2021年油气生产指标的分解落实工作，确保完成2021年各项生产任

务目标。

2021年油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第七采油厂，本项目属于2021年大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，符合大庆油田生产建设规划的要求。

1.2.2.5 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1.2-1 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	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葡二联含油污水站，产液分离废水经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后满足《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≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”，处理后污水回注油层，不排入地表水体。	符合
2	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葡二联含油污水站，产液分离废水经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后满足《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≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”，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
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组排放。	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	符合

		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。	
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本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；施工垃圾送至建设单位指定地点，生活垃圾送至大庆市生活垃圾综合处理厂；含油污泥送葡萄花含油污泥处理站处理，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。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、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，压缩施工时间。本项目为产能建设工程，无钻井和压裂工程内容。	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于2018年1月10日在原大庆市环境保护局备案。第七采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《大庆油田有限责任公司第七采油厂突发事件总体应急预案》，以及《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求，详见附件5。	符合

1.2.2.6 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1.2-2 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集油管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本工程在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含VOCs物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含VOCs物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.2.2.7 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1.2-3 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	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目无酸化、压裂工程。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注油层
6	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1.4175%
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目为长关井治理，井场无新增占地。
8	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
9	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
10	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送至葡一联、葡二联合油污水处理站，处理达标后回注油层，不外排
12	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）通过罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整

1.2.2.8 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 1.2-4。

表1.2-4 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托葡一联合油污水处理站采用“序批沉降+两级双层滤料过滤”的处理工艺，处理设施污泥收集送至葡葡花含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整。定期产生的废滤料，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置，无滤料堆放现象	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。	本工程位于大同区和肇源县境内，周边主要的地表水体主要为康家围子泡和南引水库，肇源境内南 256-平 315 井距松花江 16km，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葡一联、葡二联、葡三联含油污水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。	本工程位于大同区和肇源县境内，距本项目井场较近的地表水体主要为康家围子泡、白坟泡和建筑泡，不属于缺水地区、水污染严重地区，本项目不位于松花江干流及一级支流沿岸，且石油天然气开采不属于高耗水、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康家围子泡、白坟泡和建筑泡未进行水环境功能区划，根据现状监测结果，该水体水质 COD、氨氮优于劣 V 类，水环境质量趋向良好。	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处置，对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，配套完善市污泥处理厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托葡一联合含油污水处理站采用“序批沉降+两级双层滤料过滤”的处理工艺，处理设施污泥收集送至葡萄花含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整。定期产生的废滤料，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置，无滤料堆放现象	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理，处理后的指标达到“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”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。

1.2.2.9 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 1.2-5。

表 1.2-5 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。	大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见	符合

		http://www.dqt.com.cn/turang/255904.html)	
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程新增占地主要是草地，不占用基本农田。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。	符合
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域。	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见 http://www.dqt.com.cn/turang/255904.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。	本工程新增占地主要是草地，不占用基本农田。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；	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	符合

	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。	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。	
大庆市	重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域。	大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见 http://www.dqt.com.cn/turang/255904.html ）。	符合
	加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施。	本工程新增占地主要是草地，不占用基本农田。	符合
	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，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

1.2.2.10 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 1.2-6、表 1.2-7。

表 1.2-6 本项目与“气十条”相关要求符合性一览表

级别	文件要求	本项目分析	符合性
----	------	-------	-----

国家	建立覆盖所有固定污染源的企业排放许可制度，2020年底前，完成排污许可管理名录规定的行业许可证核发。	大庆油田有限责任公司第七采油厂已完成固定污染源排污许可登记	符合
----	--	-------------------------------	----

表12-7 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	完成生态保护红线、环境质量底线、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。	本工程位于大庆市大同区和肇源县境内，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。	符合
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	符合

		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。	
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。	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。	符合

1.2.2.11 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。

本工程位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县境内，建成后永久占地面积为2.34hm²，占地类型为一般耕地和盐碱草地，运行期作业、洗井等施工作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，同时，在项目实施过程中，严控施工占地范围，加强对周边现有植被的保护，因此本工程符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.2.2.12 国民经济和社会发展规划符合性分析

《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。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》要求。

1.2.3 “三线一单”符合性分析

本项目位于大庆市大同区和肇源县，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），本项目治理长关井位于重点管控单元和一般管控单元，不在优先保护单元内，且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜區、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。

1.2.3.1 生态保护红线

本工程位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县境内，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），本次产能利用井位于重点管控单元和一般管控单元，不在优先保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表1.2-6。且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜區、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，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见图1.2-1。

表1.2-8 本项目与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。	本项目长关井井场不在优先管控单元。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目部分长关井井场位于重点管控单元。施工阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对井场进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。	符合

一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目部分长关井井场位于一般管控单元。本项目为石油开发项目，不属于高污染、高能耗项目，施工期和运行期均采取了合理有效的污染防治措施，对周围农田及村屯的影响较小，环境影响可接受。	符合
--------	--	--	----

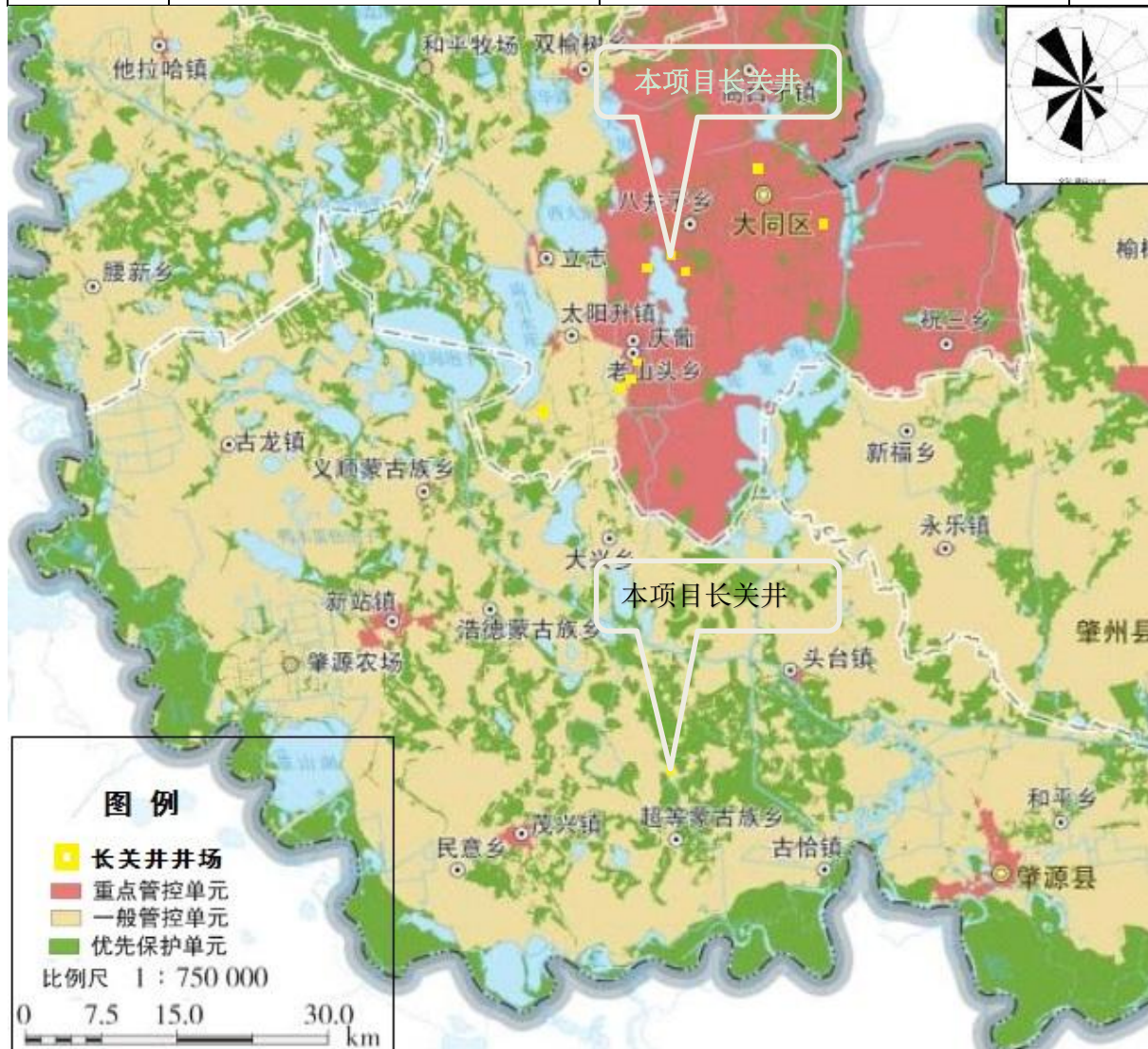


图1.2-1 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

1.2.3.2 环境质量底线

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；通过环境影响分析可知，本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；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。

1.2.3.3 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，长关井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。

1.2.3.4 生态环境准入清单

生态环境准入清单是指基于环境管控单元，统筹考虑生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的管控要求，提出的空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面禁止和限制的环境准入要求。

本工程位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县境内，对照《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）中黑龙江省环境管控单元分布图，本项目处于重点管控单元和一般管控单元；根据《大庆市“三线一单”编制成果》（征求意见稿），本项目属于大庆市划定的17个优先保护单元、42个重点管控单元、12个一般管控单元中的重点管控单元和一般管控单元，评价区生态环境准入要求如下：

（1）空间布局约束要求：区域内严格控制高耗水、高污染行业发展。

本项目属于油田产能建设项目，不属于高耗水、高污染行业，满足空间布局要求。

（2）污染物排放管控要求：加强重点行业源头控制，落实企业排污许可证制度，排污企业应确保稳定达标排放。

第七采油厂已取得排污许可证，现有工程排污许可管理类别为登记管理，满足污染物排放管控要求。

（3）环境风险防控要求：生产、存储危险化学品及产生大量废水的企事业单位应建立健全环境风险防控体系，制定环境风险应急预案，成立应急组织机构，建设突发事件应急物资储备库，并与当地环境风险应急预案联动。

本工程依托采油七厂现有应急组织机构和应急预案体系，并建立地企应急联动体系，物资储备齐全，满足环境风险防控要求。

综上所述，本项目为生态环境准入允许类别。

1.2.4 选址合理性分析

本工程位于黑龙江省大庆市大同区肇源县境内。共治理长关井10口，根据现场调查，项目管线施工临时占地为耕地和盐碱草地，占地范围内无国家、省、市级自然保护区及风景名胜区、饮用水源地保护区、基本农田保护区，不在生态保护红线管控范围内，环境敏感目标主要为附近村屯。

本项目部分油井位于康家围子泡湿地范围内，本次产能工程对该部分井井场利旧，不新增永久占地，管线施工临时占用少量湿地。本工程在井场内施工时严格按照施工作业方案规范施工，施工完成后及时清理作业场地，通过采取以上措施后，工程建设对湿地的影响可接受。

本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，减少对草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水环境影响、声环境影响、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。项目施工期及运行期产生的废气、废水、噪声、固体废弃物和生态影响，通过采取相应防护措施后，各项污染物均可以达标排放，生态影响可以得到有效的恢复；工程通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应。因此，本工程选址合理。

1.3 关注的主要环境问题及环境影响

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

1.3.1 施工期关注的主要环境问题

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘。

(2) 地下水环境

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

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声。

(4) 生态环境

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

(5) 固体废物

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

(6) 土壤环境

施工期主要关注地面工程建设、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。

1.3.2 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水井作业污水、水井洗井污水及油田采出水等。

(3) 声环境

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

(4) 固体废物

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

(5) 土壤环境

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

(6) 环境风险

本工程的主要环境风险是运营期油井井喷、集输管线泄漏、集油高架罐泄露、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。

1.4 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。本项目长关井井场均位于重点管控单元与一般保护单元，不在优先保护单元，符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）中相关要求。

本项目位于环境空气质量达标区，项目区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。区域地下水质量除部分监测点锰超标外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。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。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。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。

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《葡萄花油田及周边区块长关井治理工程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，环境风险可以接受，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) 《黑龙江省湿地保护条例》（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) 《黑龙江省水污染防治工作方案》(黑政发[2016]3号，2016.01.10)；

(11) 《黑龙江省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)；

(12) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发[2016]46号，2016.12.30)；

(13) 《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)；

(14) 《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)；

(15) 《大庆市土壤污染防治实施方案》(庆政规〔2017〕2号，2017.03.31)；

(16) 《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)；

(17) 《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)。

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) 《葡萄花油田及周边区块长关井治理工程方案》（大庆油田有限责任公司第七采油厂，2020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	车辆废气	生活污水、管线试压水	生活垃圾、施工废料	施工车辆机械	井喷	加热炉等烟气无组织挥发烃类	生产废水	油气集输处理过程产生的油泥等	加热炉及机泵噪声	管线泄漏、储罐泄露装置火灾等
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	地表水	pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、COD _{Cr}
	3	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
	4	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 ）
	5	噪声	连续等效 A 声级
6	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、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物
	2	地下水	石油类
	3	土壤	石油烃
	4	生态	动物、植被、生物量、土地利用现状
	5	噪声	连续等效 A 声级

2.4环境评价标准

2.4.1 环境质量标准

（1）根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），本项目开发区域为二类环境空气质量功能区，区域环境空气中 CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、

NO₂ 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

非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中规定的数值小时均值2.0mg/m³。

(2) 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），大同镇和老山头乡区域为2类区，翟生屯等村屯为1类区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中标准，详见表2.4-2。

表2.4-2 声环境质量标准 单位：dB（A）

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

(3) 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）可知，康家围子泡、建筑泡、白坟泡未进行功能区划，参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V类标准，具体见表2.4-3。

表2.4-3 地表水环境质量标准 单位：mg/L（pH值除外）

项目	pH	COD	NH ₃ -N	石油类	高锰酸盐 指数	硫化物
(GB3838-2002) V类标准 限值	6-9	≤40	≤2.0	≤1.0	≤15	≤1.0

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

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

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。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：现有原油储罐采用固定顶罐的单罐设计容积>100m³，物料真实蒸气压>66.7kPa；

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：油田采出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：非甲烷总烃排放浓度不超过120mg/m³；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%。

(4) 项目运营期依托葡北2号转油站、葡北8号转油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和油井作业污水依托葡二联含油污水站处理，采出液分离含油废水分别依托葡一联、葡二联和葡三联含油污水处理站处理，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≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”，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≤5μm”。

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）项目运行期产生的含油污泥执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），处理后的泥饼用于铺垫井场及通井路。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			
		垫井场	通井路	农用mg/kg干污泥	
		mg/kg		土壤pH<6.5	土壤pH≥6.5
1	石油类	≤20000		≤3000	≤3000
2	As	/		≤75	≤75
3	Hg	≤0.8		≤5	≤15
4	Cr	/		≤600	≤1000
5	Cu	≤150		≤250	≤500
6	Zn	≤600		≤500	≤1000
7	Ni	≤150		≤100	≤200
8	Pb	≤375		≤300	≤1000
9	Cd	≤3		≤5	≤20
10	pH值	≥6		/	/

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本项目依托场站加热炉产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(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，非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间等位置，均以面源形式排放。面源污染源参数见表2.5-1。

表2.5-1 面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
	东经	北纬								非甲烷总烃
产能区域	124.91515	46.61071	148	3500	3300	0	3	8760	连续	20.38

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耕地。

(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2.5-3，然后按评价工作分级判据进行分级。

表2.5-3 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		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		耕地

参数		取值
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	/
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：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表2.5-4。

表2.5-4 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（%）
开发区域	非甲烷总烃	4.07

《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2.5-5。

表2.5-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，无组织排放最大地面占标率 $P_{\max}=4.07\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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入井场附近阀组间或场站内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；管道试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注油层。采出液分离污水经葡一联、葡二联和葡三联含油污水处理站处理后满足《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 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”，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水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
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。

(2) 本项目地下水评价等级判定

根据现场对评价区域地下水情况的调查可知，本项目开发区域周围村屯饮用水源均由城镇、乡镇集中供水，区域内无地下水饮用水源井，评价范围内零散分布着零散民用地下水井，水井功能主要为养殖用水、灌溉等非饮用水。因此，项目区地下水环境敏感程度为不敏感。

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表2.5-7。

表2.5-7 评价工作级分级表

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

本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），本工程开发区域及周边属于声功能区划的1类区和2类区，本工程主要噪声源分为运行期井场抽油机的电机等装置产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源及场站运行噪声，本项目油水井均为老井、场站均为依托工程，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 土壤环境

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

① 建设项目行业分类：对照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录A，本项目属于采矿业中金属矿、石油、页岩油开采，按土壤环境影响评价项目类别划分为I类。

② 土壤环境敏感程度分级：建设项目周边分布耕地敏感目标，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 2.34hm^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2.34hm²，新增临时占地9hm²，总占地面积为11.34hm²（0.1134km²）。项目占地面积在≤2km²范围内，项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区、重要湿地等生态敏感区。区域内主要为耕地（非基本农田）和盐碱草地（非基本草原），属于一般区域。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

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。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）；本项目危险物质质量按照最长管线内原油、天然气量进行核算，根据建设单位提供的资料，本项目最长的集油管线约为1.6km。

管径以DN60计算，则管线内原油为 $V=\pi r^2 L=3.14 \times (6 \times 10^{-2}/2)^2 \times 1.6 \times 10^3=4.52\text{m}^3$ ，原油密度以0.86t/m³计算，则管线原油最大存在量为3.89t。该区块油气比最大值约80m³/t，天然气密度按0.72kg/m³计算，则天然气的最大存在量为0.22t，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	最大存在总量(t)	临界量(t)	物质Q值 qn/Qn
1	原油（石油）	/	3.89	2500	0.002
2	天然气	74-82-8	0.22	10	0.022

项目 $Q=\sum q_n/Q_n$	0.024
---------------------	-------

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），本项目 $Q=0.024 < 1$ ，环境风险潜势为 I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表2.5-12 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区域四周边缘井场外扩2.5km，最终形成边长8.2km×8.5km的矩形区域。大气环境保护具体见表2.6-1和附图4。

表2.6-1 大气环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	东经	北纬				
王太生屯	124.78958	46.07932	居民	居民约 120 户， 360 人	二类	太 60-29 新建管线东南 325m
弓棚子村	124.79473	46.08687	居民	居民约 100 户， 300 人	二类	太 60-29 东 900m
北弓棚子	124.81232	46.08352	居民	居民约 90 户， 270 人	二类	太 60-29 东 2130m
老房身屯	124.76057	46.08738	居民	居民约 55 户， 165 人	二类	太 60-29 西 1400m
两门朱家	124.75155	46.09588	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	太 60-29 西北 2400m
开荒户屯	124.75198	46.07966	居民	居民约 50 户， 150 人	二类	太 60-29 西 2010m
小树屯	124.75833	46.07159	居民	居民约 25 户， 75 人	二类	太 60-29 西南 2000m
胖张屯	124.77258	46.06816	居民	居民约 50 户， 150 人	二类	太 60-29 南 1600m
厢房村	124.87352	46.02087	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	太 91-68 北 1000m

南厢房屯	124.87661	46.00018	居民	居民约 20 户， 60 人	二类	太 91-68 南 1000m
五大户屯	124.87833	46.02868	居民	居民约 70 户， 210 人	二类	太 91-68 北 1800m
小草房屯	124.85773	46.02928	居民	居民约 35 户， 105 人	二类	太 91-68 西北 2400m
前王家屯	124.84537	46.00645	居民	居民约 70 户， 210 人	二类	太 91-68 西 2200m
后王家屯	124.84614	46.01657	居民	居民约 40 户， 120 人	二类	太 91-68 西 2300m
翟生屯	124.76604	45.98756	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	葡 84-902 东 85m
四撮房屯	124.75044	46.00027	居民	居民约 140 户， 520 人	二类	葡 79-79 新建管线北 22m
罗家屯	124.73636	46.00095	居民	居民约 65 户， 195 人	二类	葡 79-79 西北 700m
张兴屯	124.72211	46.00696	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	葡 79-79 西北 1910m
三门林家屯	124.79061	45.99091	居民	居民约 80 户， 240 人	二类	葡 84-902 东 1900m
葛家粉房屯	124.77962	45.98928	居民	居民约 90 户， 270 人	二类	葡 84-902 东 980m
永和村	124.66469	46.00671	居民	居民约 90 户， 270 人	二类	葡 73-54 北 2200m
钱家屯	124.70383	46.00851	居民	居民约 80 户， 240 人	二类	葡 73-54 东北 2300m
唐花马屯	124.66950	45.97864	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	葡 73-54 西南 1000m
青龙山屯	124.66109	45.97177	居民	居民约 70 户， 210 人	二类	葡 73-54 西南 2400m
永太村	124.66993	45.91512	居民	居民约 290 户， 870 人	二类	葡 10-3-52 西北 195m
庆葡居民区	124.66186	45.92027	居民	约 2000 人	二类	葡 10-3-52 西北 1100m
四大家屯	124.68281	45.90414	居民	居民约 130 户， 390 人	二类	葡 10-3-52 南 700m
双庆村	124.69516	45.89641	居民	居民约 140 户， 420 人	二类	葡 10-3-52 东南 1800m

小姜家围子	124.68349	45.88886	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	葡 10-9-47 东南 2200m
委什吐村	124.63800	45.89967	居民	居民约 200 户， 600 人	二类	葡 110-46 西 700m
东南山屯	124.65293	45.87856	居民	居民约 80 户， 240 人	二类	葡 110-46 南 1600m
西南山屯	124.62513	45.88105	居民	居民约 80 户， 240 人	二类	葡 110-46 西南 2400m
马家窑屯	124.58504	45.87006	居民	居民约 120 户， 360 人	二类	葡 160-40 东 1200m
米太营子村	124.55037	45.87822	居民	居民约 35 户， 105 人	二类	葡 160-40 西北 1200m
东南山屯	124.70461	45.59763	居民	居民约 40 户， 120 人	二类	南 256-平 315 南 680m
李纪停屯	124.67997	45.58819	居民	居民约 35 户， 105 人	二类	南 256-平 315 西南 1700m
建筑村	124.68074	45.60639	居民	居民约 70 户， 210 人	二类	南 256-平 315 西 1000m
铁奎屯	124.66221	45.60511	居民	居民约 60 户， 180 人	二类	南 256-平 315 西 2200m

2.6.2 声环境影响评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境影响评价范围为井场、管道、道路中心线两侧各200m范围内的声环境。声环境保护目标具体见表2.6-2。

表2.6-2 声环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	保护内容	保护标准及保护级别
声环境	翟生屯	葡 84-902 东 85m	居民约 60 户，180 人	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 1 类标准
	四撮房屯	葡 79-79 北 120m	居民约 140 户，520 人	
	永太村	葡 10-3-52 西北 195m	居民约 290 户，870 人	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类标准

2.6.3 地下水环境影响评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法计算确定地下评价范围： $L=\alpha \times K \times I \times T / ne=2 \times 2.5 \times 0.0025 \times 5000 / 0.34=183.8m$ ，结合本项目井场分布位置，确定本项目地下水评价范围为以开发区域为中心，东西方向4.5km、南北方向6km的合围区域。本项目评价范围内无集中或分散式饮用水源，区域饮用水来自城市自来水

管网，本项目的地下水评价范围见附图3，地下水环境保护目标详见表2.6-3和附图5。

表2.6-3 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	坐标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	散户王家水井	N46.64063, E124.93896	西 3-E24 东北 650m	1口，灌溉水井，井深 15m， 潜水，非饮用水井	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类
	散户张家水井	N46.62090, E124.96847	西丁 7-P1 东北 1200m	1口，灌溉水井，井深 18m， 潜水，非饮用水井	
	加油站水井	N46.60504, E124.97205	西 8-斜 E48 东 950m	1口，井深 22m，潜水，非饮 用水井，用于清洁卫生	
	散户白家水井	N46.64094, E124.92822	西 3-E24 西北 580m	1口，井深 75m，承压水，用 于灌溉和喂养牲畜，不饮用	
	散户韩家水井	N46.60767, E124.95284	西 8-斜 E44 南 125m	1口，灌溉水井，井深 15m， 潜水，非饮用水井	
	散户韩家水井	N46.58759, E124.95056	中 7-E47 南 2200m	1口，灌溉水井，井深 80m， 承压水，用于灌溉和喂养牲 畜，不饮用	
	散户张家水井	N46.62453, E124.93865	西 5-E30 东 60m	1口，灌溉水井，井深 17m， 潜水，非饮用水井	
项目区第四系潜水含水层、承压水含水层					

2.6.4 环境风险评价范围及保护目标

本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。建设项目周围主要环境敏感目标分布见表2.6-1~表2.6-3。

2.6.5 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新建管道中心线两侧各200m的生态环境。生态环境保护目标详见表2.6-4，评价范围见附图19。

本项目土壤环境评价范围为井场外扩1000m范围内，管线两侧向外延伸200m区域的土壤环境。土壤环境保护目标详见表2.6-4，评价范围见附图6。

本项目地表水评价范围包括距离长关井井场较近的康家围子泡、建筑泡和白坟泡，保护目标详见表2.6-4和附图4。

表2.6-4 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	康家围子泡	葡 73-54 井场东 50m	自然泡沼，主要功能为汇 集雨水	保护水环境质量现状
	建筑泡	南 256-平 315 井场西 209m	自然泡沼，主要功能为汇 集雨水	

	白坟泡	南 256-平 315 井场东 800m	自然泡沼，主要功能为汇集雨水	
土壤环境	长关井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）》中第二类工业用地风险筛选值
	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）、一般草地（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	小东屯湿地	一般湿地，南256-平315位于湿地内	沼泽化草甸，面积 284.78hm ²	不因本项目造成生态破坏
	永和村南泡2湿地	一般湿地，葡73-54井位于湿地内	永久性咸水湖，面积 1356.71hm ²	不因本项目造成生态破坏
	厢房村东湿地	一般湿地，太91-68井位于湿地内	沼泽化草甸，面积 1202.87hm ²	不因本项目造成生态破坏
	草地生态系统、农田生态系统、一般湿地	长关井井场外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m		生态环境不受到破坏

2.7 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：葡萄花油田及周边区块长关井治理工程

建设地点：黑龙江省大庆市大同区大同镇、高台子镇、太阳升镇、老山头乡、八井子乡和肇源县超等乡

建设性质：改扩建

工程规模：本项目治理长关井10口，采用就近挂接的方式进相应的集油间，其中9口采用环状掺水集油工艺，1口采用单井拉油工艺；新建集油管道5.22km，安装井口组合装置10套。以及配套电力、道路工程。建成产能 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

占地面积：新增永久占地 2.34hm^2 ，临时占地 9hm^2 。

工程投资：404.15万元。

施工时段：预计本项目施工期为2021年10月~2021年12月。

项目组成：本工程项目组成情况见表3.1-1，本次长关井治理工程井位分布及依托站间位置关系见附图2。

表3.1-1 本工程项目组成一览表

工程类别	工程名称		规模及建设内容	备注
主体工程	采油工程	井场维修	南256-平315井采取单井拉油工艺，本次改造需将井场现有 20m^3 高架罐移位15m，对采油井场 $30 \text{m} \times 40 \text{m}$ 加高平整修建砂石面层，回车场满足拉油车通行	改造
		机采设备	10口油井抽油机及抽油机基础利旧，井口安装环状井口组合装置共计10套	新建
	集输工程	基建油井	本次共治理长关井10口，其中9口采用环状掺水集油工艺，1口采用单井拉油工艺，建成产能 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	改造
		管线工程	新建管线 $\Phi 89 \times 4.5-0.96 \text{km}$ 、 $\Phi 76 \times 4.5-1.68 \text{km}$ 、 $\Phi 60 \times 3.5-2.73 \text{km}$ ，材质为内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯泡沫夹克保温管。	新建
		穿越工程	公路穿越（钢顶I型， $L=12 \text{m}$ ）2处，公路穿越（钢顶III型， $L=10 \text{m}$ ）1处	新建
辅助工程	道路工程	通井路改造	将南256-平315井原通井土路改造为砂石路（路基4.5m、路面3.5m），改造长度1.5km。同时修复该路段破损涵洞2道（12m）。	改造

公用工程	供水工程	施工期生活用水采用桶装水，试压用水由水罐车运送	依托
	排水工程	本项目不设施工营地，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；管道试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水站处理后回注油层，不外排；本项目运营期依托场站不新增值班人员，无新增生活污水。	依托
	供暖工程	本项目不设施工营地，不需供暖	/
	供电工程	新建柱上变电站10座（变压器利旧），新建高压线路1.24km，新建低压线路0.6km，1套拉油井场配套电力改造。	新建
环保工程	废气治理措施	本项目施工期采取了在施工现场及时洒水、运输车辆洒水抑尘等措施，防止扬尘的扩散。	/
		运行期井场及依托场站原油集输过程均采用了密闭流程等措施，防止了烃类气体的挥发；依托场站加热炉均使用天然气为燃料，葡北8#转油站、葡北10#转油站、太南2#转油站等依托转油站加热炉产生的废气均经8m以上烟囱排放	依托
	废水治理措施	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；管道试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排。部分油水井压裂完井产生的废压裂返排液由罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站处理。	依托
		运营期产生的采出液经密闭管线输送至转油站、脱水站初步处理，产生的含油污水分别经葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水处理站处理后回注地下，出水满足“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”标准后回注油层；油水井作业废水以及水井的洗井废水由罐车拉运至葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下，不外排	依托
		地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表7中要求。	依托
	噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理。	依托
固废处置措施	施工期生活垃圾统一收集，由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理；管线施工产生的废保温材料送至第七采油厂工业固废填埋场；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理。井场电力改造更换的旧线杆等废旧设施	依托	

		送至采油七厂资产库回收。涵洞维修、高位罐迁移等改造工程产生的废砼块等建筑垃圾由施工单位清运用于铺垫井排路。		
		运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥（砂）统一收集送葡萄花含油污泥处理站；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9hm 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	
		工程新增永久占地主要是新建两处光伏电站占用草地，占地面积2.34hm ² ，属于油田工矿用地。	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	转油站	葡北8#转油站	站内采用“三相分离器+游离水脱除器”工艺进行气液分离，设计三相分离器处理能力为18900t/d，游离水脱除器处理能力为18800t/d，该站接收本次工程后，三相分离器处理量为12704t/d，负荷率为67.2%，游离水脱除器处理量为16050t/d，负荷率为85.4%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		葡北2#转油站	站内采用“三合一”处理工艺，为水驱、三元双流程转油站。三元三合一设计处理能力为13800t/d，该站接收本次工程后，三元三合一处理量为10006t/d，负荷率为72.5%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		葡北1#转油站	站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为17000t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为10236t/d，负荷率为60.2%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		葡北10#转油站	站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为17000t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为11038t/d，负荷率为64.9%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		葡北11#转油站	站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为25800t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为10697t/d，负荷率为59.9%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		太南2#转油站		
		太南5#转油站		

		葡四联转油站		
		葡五转油站		
	含油污水处理站	葡一联含油污水处理站		
		葡二联含油污水处理站	本次产能规划三元采出水主要在聚中十六放水站放出，放出水一部分回掺，剩余输送至葡二联污水站，污水站设计规模为27000m ³ /d，实际本次产能最大放水量15658m ³ /d，负荷率57.9%，可以满足本项目要求	依托
		葡三联含油污水处理站	设计规模为30000m ³ /d，实际处理量为25000m ³ /d，当前负荷83%，接入本项目作业、洗井、管线试压废水131.6m ³ /d，新增后负荷率为83.8%，可以满足本项目要求	依托
		葡萄花含油污泥处理站	南一含油污泥处理站，处理能力15m ³ /h（年运行240天，每年4月至11月），采用预处理+调质+离心工艺，目前负荷率50%，处理后含油污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求，能够满足本项目需求	依托
		第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场位于大同区采油七厂东北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0.52t，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。	依托
临时工程	本项目施工时不设施工营地和料场，直接将管线和筑路材料拉运到施工现场进行施工。			临时

3.1.2开发方案

本次工程共治理长关井10口，开井后预计平均单井日产液4t，日产油1t，综合含水75%。根据产液量预测，10口井投产后综合产能 0.4×10^4 t/a。每口井开井后产量预测见表3.1-2，原油物性表及产出水性质见表3.1-3、表3.1-4。

表3.1-2 10口油井开井产液量预测表

序号	井号	开井预测		
		日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	含水 (%)
1	葡 84-902	45.0	1.0	97.8
2	葡 110-46	6.0	2.5	58.3
3	葡 10-3-52	15.7	1.1	93.0
4	葡 10-9-47	18.0	0.5	97.2
5	葡 91-68	20.0	1.8	91.0
6	葡 79-79	8.0	0.5	93.8
7	葡 73-54	4.0	1.0	75.0

8	太 60-29	7.0	0.5	92.9
9	葡 160-40	5.0	1.5	70.0
10	南 256-平 315	1.0	0.5	50.0
合计		13.0	1.1	91.6

采出原油物性指标见表 3.1-3。

表 3.1-3 采出原油物性表

层位	密度 (kg/cm ³)	粘度 (mPa.s)	凝固点 (°C)	含蜡 (%)	胶质 (%)	油气比 (m ³ /t)
葡萄花油层	0.795	4.93	34	24.5	15.3	22.5

采出水理化性质指标见表 3.1-4。

表 3.1-4 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	5515	2212.5	7.8

3.1.3 采油工程方案

(1) 开井方式

本次治理10口长关井中，一口井进行大修后开井，三口井采用压裂开井，其余油井采用作业开井。具体开井方式见表3.1-6。

表 3.1-6 长关井开井方式统计表

序号	井号	井别	关井时间	开井方式
1	葡 84-902	油井	201205	大修开井
2	葡 110-46	油井	199405	压裂后开井
3	葡 10-3-52	油井	199504	作业开井
4	葡 10-9-47	油井	201810	作业开井
5	葡 91-68	油井	201309	压裂后开井
6	葡 79-79	油井	199406	作业开井
7	葡 73-54	油井	在捞	作业开井
8	太 60-29	油井	201404	作业开井
9	葡 160-40	油井	200201	压裂后开井
10	南 256-平 315	油井	201309	作业开井

表3.1-6 完井工艺设计表

井 别	采出井		注入井	
	压裂完井	射孔完井	压裂完井	射孔完井
射孔枪	YD-89 枪	YD-102 枪	YD-102 枪	YD-102 枪
射孔弹	DP41RDX25-1 弹	SDP45RDX45-1 弹复合	BH48RDX32-1 弹	GH45RDX39-1 弹复合
孔 密	16 孔/米	16 孔/米	16 孔/米	16 孔/米
相位角	90°	90°	90°	90°
布孔格式	螺旋布孔	螺旋布孔	螺旋布孔	螺旋布孔
完井液	清水	优质射孔液	清水	优质射孔液
是否负压	否	是	否	是
射孔工艺	油管输送	油管输送	油管输送	油管输送

井数(口)	74	216	122	115
-------	----	-----	-----	-----

(2) 采油方式

本次产能共治理长关井10口，开井后全部采用抽油机采油，9口井就近挂接进相应集油间，1口井采用拉油方式，井场抽油机及基础利旧。

3.2 长关井现有情况回顾

3.2.1 长关井原有手续情况

本次产能工程位于萨中开发区西区及西区过渡带内，本次工程西区过渡带内利用井包含在西区过渡带二类油层井产能建设工程中，建设单位于2007年10月委托大庆油田工程有限公司和清华大学编制完成《西区过渡带二类油层井产能建设工程环境影响报告书》，并于2007年10月在原大庆市环境保护局获得批复，批复文号庆环建字（2007）56号，该项目于2010年12月完成验收（庆环验〔2020〕142号）。该工程基建油水井87口（油井46口、注入井41口），投产初期采用水驱投产，目前正常运行。

目前区块内五座场站（聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中305转油站、新中309转油站、聚中313转油放水站）实际产能为431680t/a。

3.2.2 长关井运行现状及存在环境问题

(1) 运行现状

根据现场调查，本次工程10口长关井中，除葡73-54井正在运行外，其余9口井全部关井多年。葡73-54井为提捞井，目前提捞周期为3-4天，单次提捞液量为3t/d，通过本次作业治理后，预计该井日产液量为4t/d，因产液量提高需要进入密闭集输系统。本次工程10口油井现状情况调查见表3.2-1。

表 3.2-1 长关井现状情况统计表

序号	井号	井别	关井时间	关井原因	目前是否运行
1	葡 84-902	油井	201205	待大修	否
2	葡 110-46	油井	199405	不出油	否
3	葡 10-3-52	油井	199504	高含水	否
4	葡 10-9-47	油井	201810	高含水	否
5	葡 91-68	油井	201309	不出油	否
6	葡 79-79	油井	199406	高含水	否
7	葡 73-54	油井	在捞	/	是
8	太 60-29	油井	201404	高含水	否
9	葡 160-40	油井	200201	不出油	否
10	南 256-平 315	油井	201309	高含水	否

(2) 现存环境问题调查

本项目长关井井场位于耕地和草地中，项目区域地面系统建有较为完善的油、气、

水、电、路等工程。本项目所在区域内生态环境为草地及耕地生态系统，为保护区域生态环境，采油七厂在油田开发时采取了一系列的生态保护措施保护区域草地生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场钻井施工结束后及时进行生态恢复，通过采取了相应生态保护措施后，油田的开发对区域草地生态系统没有造成明显影响。

从现场调查情况看，由于常年关井，部分耕地井场存在轻微被侵占情况，井场周边为耕种和植被自然生长状态，井场地面需要进行平整，井场外地表植被自然生长；在捞井葡73-54井井场平整，周边草地植被恢复良好，井场不存在落地油等情况，目前未发现存在环境问题。原有工程严格实施 HSE 环境管理体系，第七采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或场站设专职环保员一名，相应采油工区队长及场站站长为 HSE管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。目前所采取的各项环保措施是有效的，项目区域不存在原有污染问题。区块集输系统关系及井网布置图见附图 20。

区域井场现状

区域井场现状

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程能力核实

本次产能依托场站详见表3.3-1。

表3.3-1 本项目依托工程场站信息

序号	分类	数量（座）	名称
1	转油站	9	葡北8#转油站、葡北2#转油站、葡北1#转油站、葡北10#转油站、葡北11#转油站、太南2#转油站、太南5#转油站、葡四联转油站、葡五转油站
2	脱水站	3	葡一联脱水站、葡二联脱水站、葡三联脱水站
3	污水处理站	3	葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站
4	含油污泥处理站	1	葡萄花含油污泥处理站

5	废压裂液处理站	1	采油七厂六矿废压裂液无害化处理站
---	---------	---	------------------

3.3.1.1 葡北8#转油站

葡北8号转油站于2008年10月改造，采用“三合一”处理工艺，含水油输至葡一联合站。目前该站辖集油间8座、油井153口。葡北8号转油站目前正常运行。该站现有加热装置3台，其中2.4 MW掺水炉2台、2.0MW掺水炉1台。

该站设计三相分离器处理能力为8600t/d，目前实际量4723t/d，负荷率54.9%，接收本次工程后（葡84-902井），新增处理量45t/d，接入后处理量为4768t/d，负荷率为55.4%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-1。

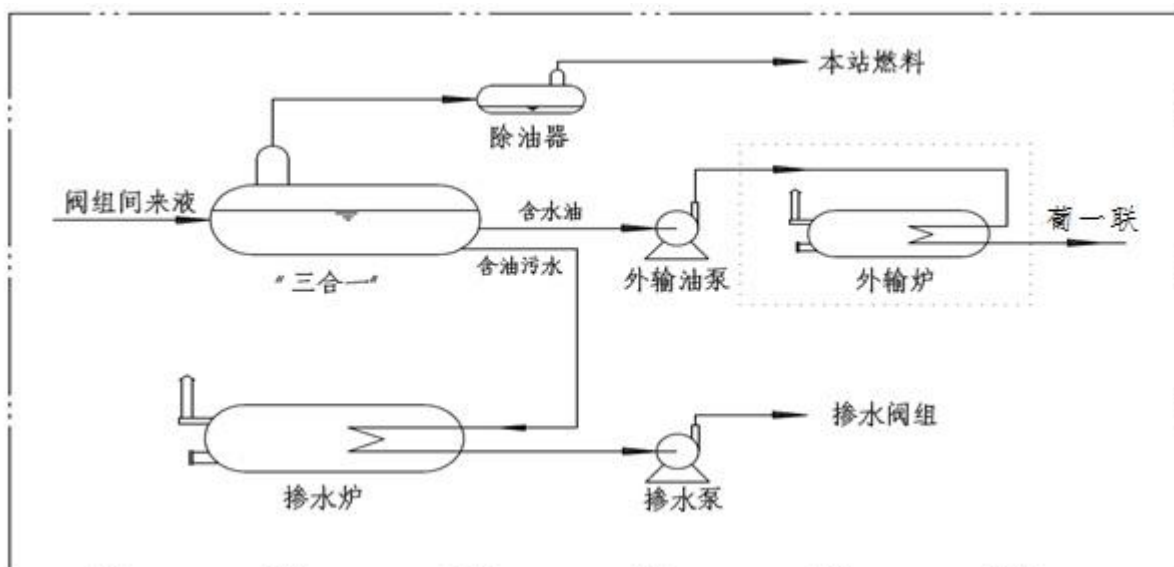


图3.3-1 转油站工艺流程图

3.3.1.2 葡北1#转油站

葡北1#转油站建于1994年，目前辖油井129口，计量间9座。该站现有4台2.0 MW掺水热洗炉，含水油经升压泵输至葡一联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为10000t/d，目前处理量9910t/d，负荷率99.1%，该站接收本次工程后（葡10-3-52井），新增处理量15.7t/d，接入后处理量为9925.7t/d，负荷率为99.3%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-2。

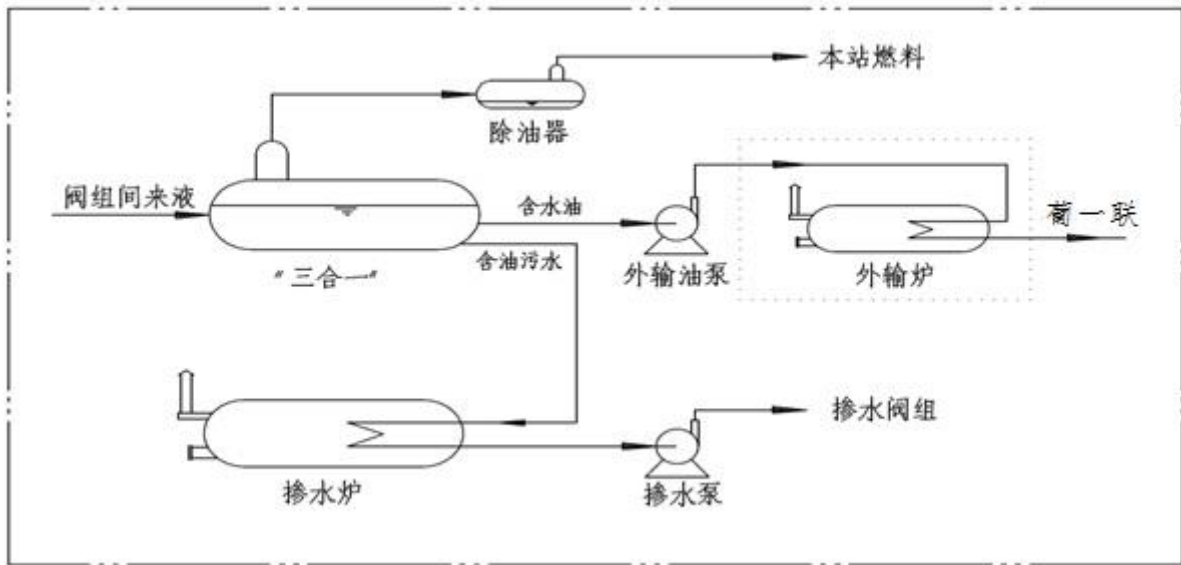


图3.3-2 转油站工艺流程图

3.3.1.3 葡北11#转油站

葡北11#转油站建于2012年，目前辖油井138口，计量间5座。该站现有加热装置6台，其中掺水热洗炉4台（2台2.5MW、1台2MW、1台1.74MW），2台0.29MW采暖炉，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为5100t/d，目前负荷率98.1%，该站接收本次工程后（葡79-79井），新增处理量11.1t/d，接入后处理量为5011.1t/d，负荷率为98.3%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-3。

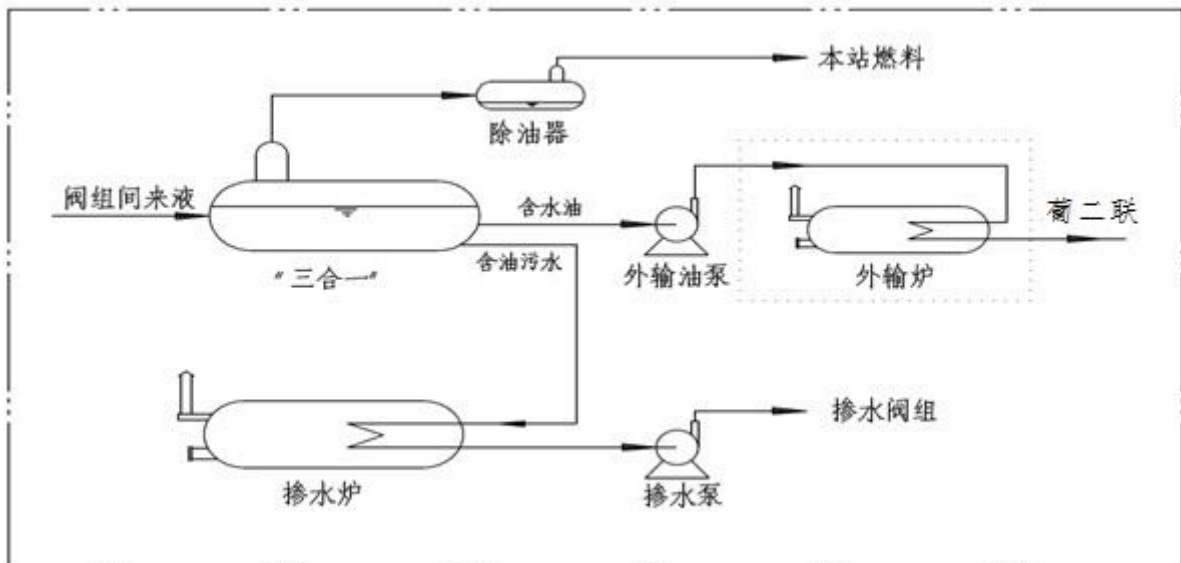


图3.3-3 转油站工艺流程图

3.3.1.4 葡北10#转油站

葡北10#转油站建于1980年，目前辖油井177口，计量间7座。该站现有加热装置4台，其中2台2.5MW掺水热洗炉、1台1.5MW采暖炉、1台3MW加热炉，含水油经升压泵输至

葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为7100t/d，实际处理能力为6390t/d，负荷率为90%，本工程接入葡北10#转油站1口井（葡73-54井），新增处理量4t/d，接入后处理量为6394t/d，负荷率为90.06%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-4。

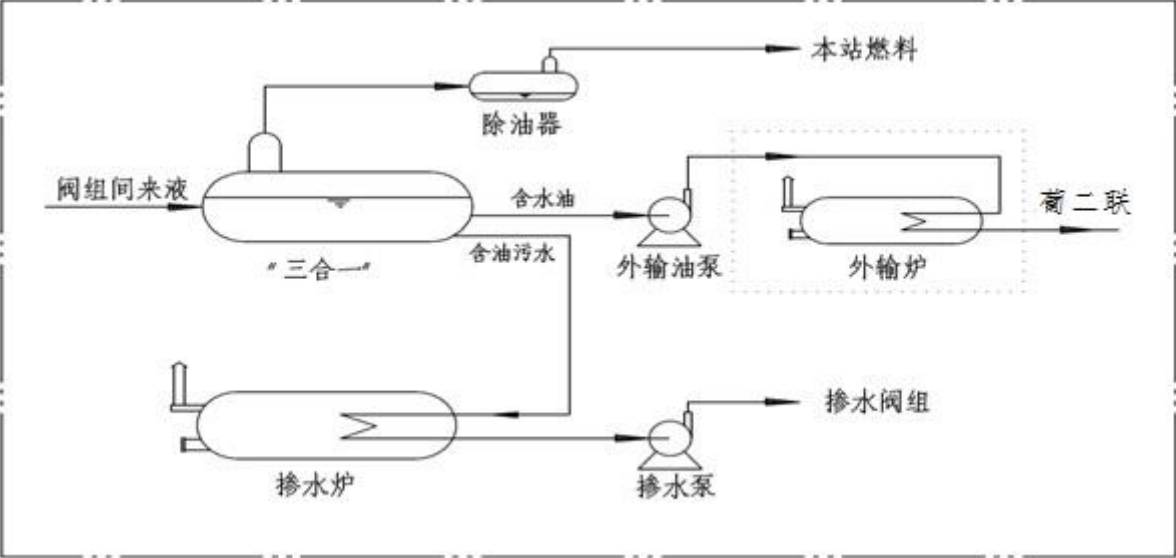


图3.3-4 转油站工艺流程图

3.3.1.5 葡北2#转油站

葡北2#转油站目前辖油井128口，计量间9座。该站现有2.0MW掺水热洗炉3台，含水油经升压泵输至葡三联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为10000t/d，目前实际4362t/d，该站接收本次工程后（葡110-46井、葡10-9-47井），新增处理量24t/d，接入后处理量为4386t/d，负荷率为43.9%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-5。

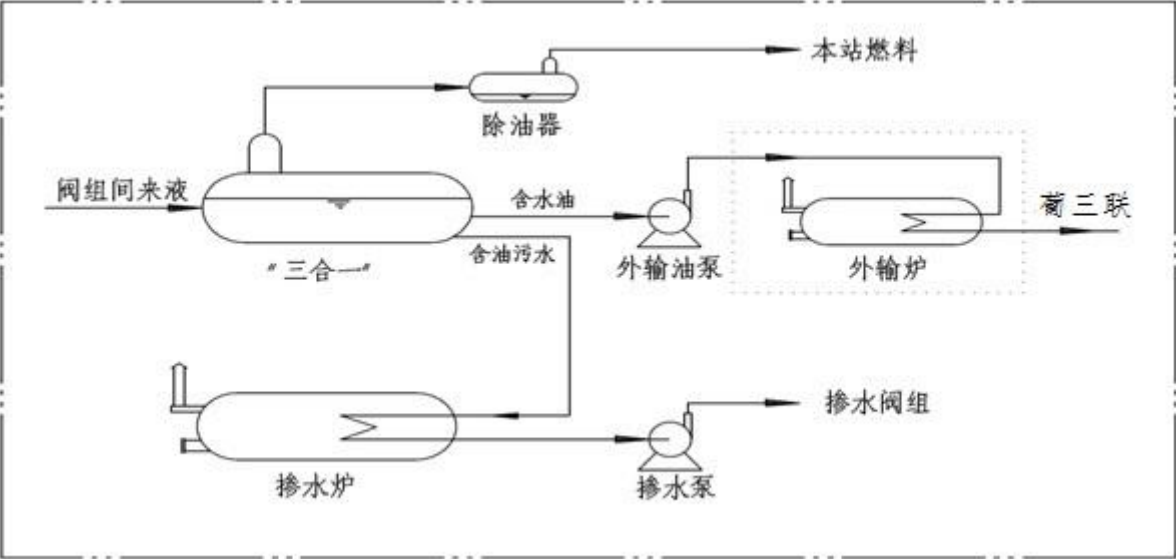


图3.3-5 转油站工艺流程图

3.3.1.6 太南2#转油站

太南2#转油站建于1980年，目前辖油井177口，计量间7座。该站现有加热装置4台，其中2台2.5MW掺水热洗炉、1台1.5MW采暖炉、1台3MW加热炉，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为7100t/d，实际处理能力为6390t/d，负荷率为90%，本工程接入该转油站1口井（太91-68井），新增处理量20t/d，接入后处理量为6394t/d，负荷率为90.06%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-6。

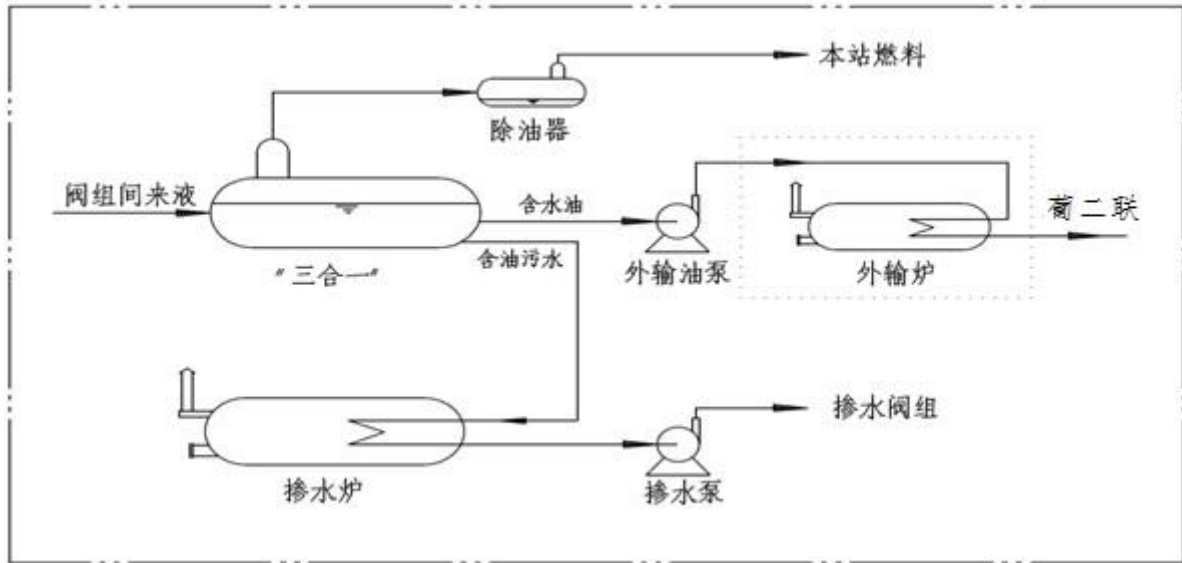


图3.3-6 转油站工艺流程图

3.3.1.7 太南5#转油站

太南5#转油站建于1980年，目前辖油井177口，计量间7座。该站现有加热装置4台，其中2台2.5MW掺水热洗炉、1台1.5MW采暖炉、1台3MW加热炉，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为7100t/d，实际处理能力为6390t/d，负荷率为90%，本工程接入该转油站1口井（太60-29井），新增处理量7t/d，接入后处理量为6394t/d，负荷率为90.06%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-7。

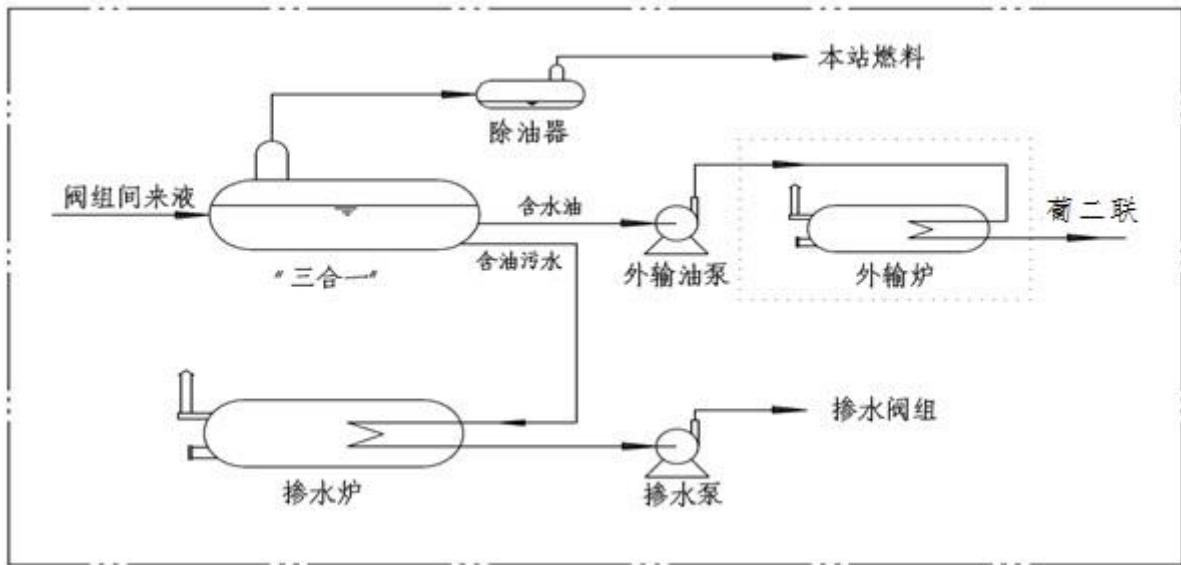


图3.3-7 转油站工艺流程图

3.3.1.8 葡四联转油站

葡四联转油站建于2003年，目前辖油井170口，计量站13座，该站现有加热装置6台，其中2.5MW加热炉3台、0.58MW加热炉1台、0.6MW加热炉1台、0.5MW采暖炉1台，含水油经升压泵输至葡三联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为6500t/d，目前实际负荷率92.3%，该站接收本次工程后（葡160-40井），新增处理量5t/d，接入后处理量为6005t/d，负荷率为92.4%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-8。

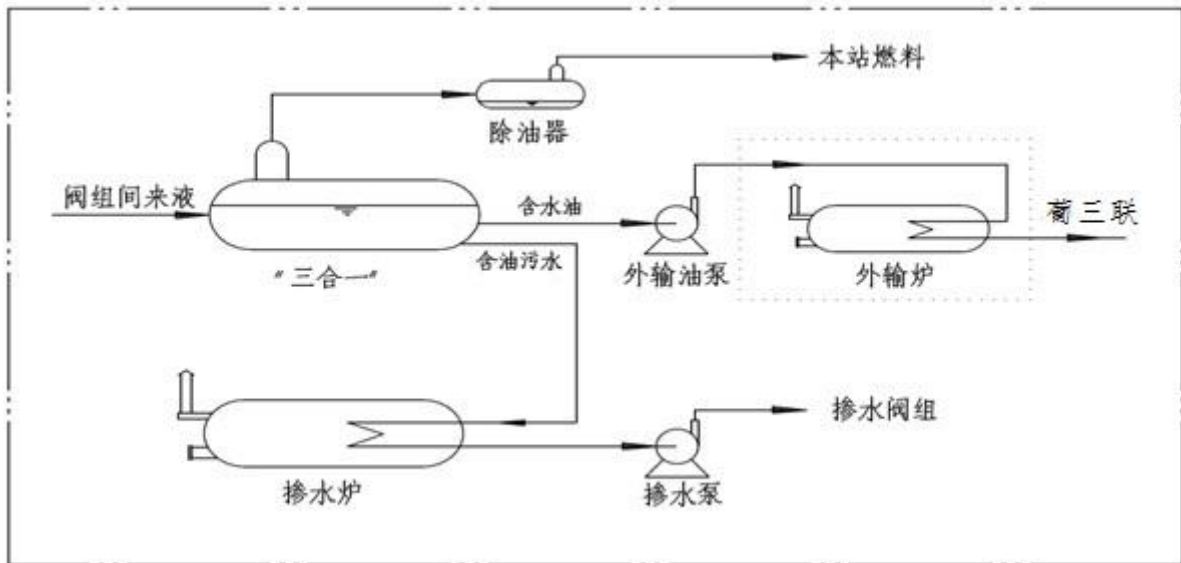


图3.3-8 转油站工艺流程图

3.3.1.9 葡五转油站

葡五转油站目前辖油井186口，计量站7座，该站现有加热装置3台，其中2.5MW加热炉2台，2.0MW掺水炉1台，含水油经升压泵输至葡三联脱水站进行脱水处理。站内采

用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为5000t/d，该站接收本次工程后（南256-平315井），新增处理量1t/d，接入后处理量为4101t/d，负荷率为82%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-9。

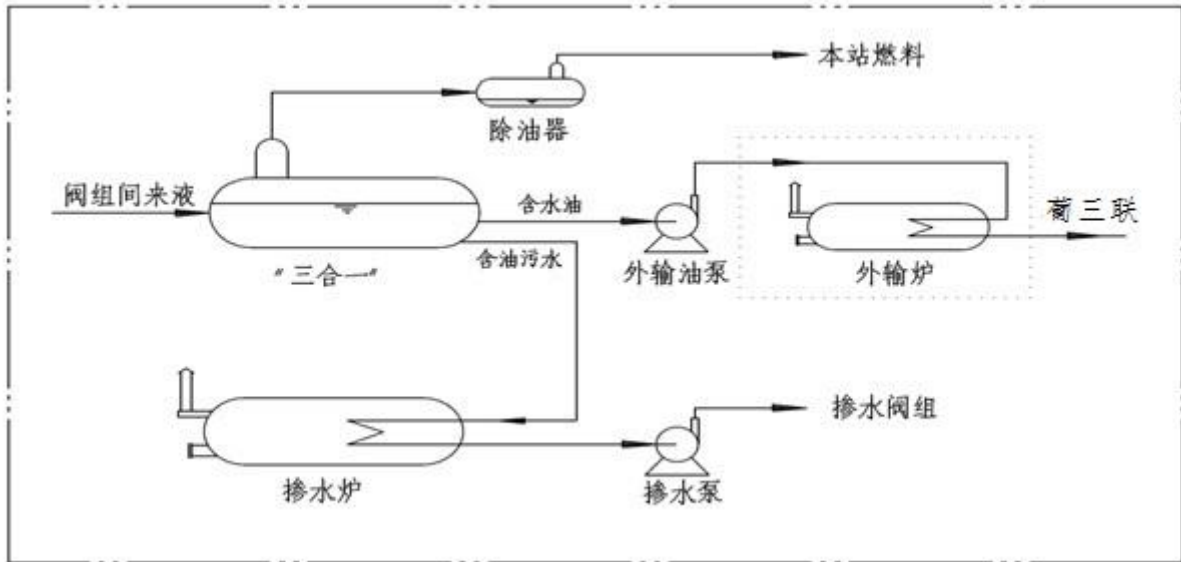


图3.3-9 转油站工艺流程图

3.3.1.10 葡一联脱水站

葡一联脱水站于1988年12月建成投产，担负着第一油矿5座转油站含水原油的脱水任务；同时该站也是采油七厂净化油总外输口，负责将本站及葡二联、葡三联的净化油输送至南垣油气处理厂处理。该站原为两段电脱水工艺，自2002年起陆续新建了3台高效三相分离热化学脱水装置，目前，站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺，电脱水器已做二次沉降罐放水。站内工艺流程见图3.3-10。

葡一联脱水站设计处理能力16000t/d，实际处理能力为13235t/d，负荷率为82.7%，葡一联脱水站共承接葡北1转油站、葡北8转油站和葡北2转油站来液，新增处理量约84.7t/d，接入后处理量为13319.7t/d，负荷率为83.2%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。

表3.3-2 葡一联脱水站内主要设备及其负荷情况

设备名称	规格型号	数量 (台)	设计能力		次高 负荷	负荷率	备注
			单台	合计			
三相分离器	Φ3.6×16	3	8000t/d	16000t/d	13235t/d	82.7%	运2备1
外输泵	PCP300-150×2B	2	Q=245m ³ /h, H=220m	395m ³ /h	309.6m ³ /h	78.3%	运2备1
	PCP150-150×2B	1	Q=150m ³ /h, H=220m				
污水泵	8SH-9	2	Q=280m ³ /h, H=45m	1045m ³ /h	509m ³ /h	48.7%	运3备1
	250SMP-39	2	Q=485m ³ /h, H=65m				
污水沉降罐	Φ18.9×12.7	1	3000m ³	3000m ³	12212m ³ /d	最短沉降时间4.9h	

经核实，葡一联脱水站站设施能力可以满足生产需要。

3.3.1.11 葡二联脱水站

葡二联合站始建于 1980 年 4 月，经过多次扩改建，相继建成脱水转油、地下水深度处理、注水、含油污水处理、变电等部分。目前该脱水站接收葡北 9 座转油站的来液、来气。含水油在脱水站经电脱水器进行脱水处理，处理后的净化油外输至葡一联，含油污水输至含油污水深度处理站处理后回注，所产伴生气用于自耗或外输。站内工艺流程见图 3.3-10。

葡二联脱水站设计处理能力 30000t/d，实际处理能力为 22350t/d，负荷率为 74.5%，葡二联脱水站承接葡北 10 转油站、葡北 11 转油站、太南 2 转油站和太南 5 转油站来液，新增处理量约 39t/d，接入后处理量为 22389t/d，负荷率为 74.6%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。

表 3.3-3 葡二联脱水站内主要设备及其负荷情况

设备名称	规格型号	数量 (台)	设计能力		次高 负荷	负荷率	备注
			单台	合计			
游离水脱除器	Φ3.6×16	4	10000t/d	40000t/d	22350t/d	74.5%	当 1 台检修时
电脱水器	Φ4×16	3	2150t/d	6450t/d	1038/d	24.1%	当 1 台检修时
脱水炉	1.5MW	2	1.5MW	3.0MW	0.75MW	49.7%	低负荷 1 台检修时
外输泵	Q=155m ³ /h,H=232m	3	155m ³ /h	310m ³ /h	50.9m ³ /h	32.8%	运 1 备 2
污水泵	Q=350m ³ /h,H=45m	1	350m ³ /h	1100m ³ /h	919m ³ /h	83.5%	运 3 备 3
	Q=480m ³ /h,H=65m	2	480m ³ /h				
	Q=280m ³ /h,H=100m	3	280m ³ /h				
污水沉降罐	2000m ³	1	2000m ³		22059m ³	次高年沉降时间 1.9h	
含水油事故罐	5000m ³	1	5000m ³		22354m ³ /d	次高年储存时间 4.5h	

经核实，新增产液以后，葡二联脱水站各类设施均可以满足本次新增产能的需求。

3.3.1.12 葡三联脱水站

葡三联脱水站建于 1984 年，站内采用电化学的两段脱水工艺。设计处理能力 12000t/d，实际处理能力为 10800t/d，负荷率为 90%，葡三联脱水站承接葡四联转油站、葡五转油站来液，新增处理量约 6t/d，接入后处理量为 10806t/d，负荷率为 90.1%，根据能力核实，该站满足本次产能建设需求。站内工艺流程见图 3.3-10。

表 3.3-4 葡三联脱水站内主要设备及其负荷情况

设备名称	规格型号	数量	投产日期	设计能力		次高负荷	负荷率	备注
				单台	合计			
游离水脱除器	Φ3.6×16	3 台	198409	6000t/d	12000t/d	10880t/d	90%	检修时
脱水加热炉	Φ3.0×10	2 台	199710	2.5MW		1.20MW	47.9%	

设备名称	规格型号	数量	投产日期	设计能力		次高负荷	负荷率	备注
				单台	合计			
电脱水器	Φ3.6×16	3台	198409	1700 t/d	5100t/d	1668 t/d	49.1%	检修时
外输泵	PCP100-60×6	4台	200607	100m ³ /h	300m ³ /h	82m ³ /h	82%	运1备3
污水沉降罐	3000 m ³	1座	198409	3000m ³		9247m ³	5.9h	
污水泵	KSY120-60(DF)	2台	200309	120m ³ /h	440m ³ /h	427.2m ³ /h	97.1%	
	350SHP-150A	2台	200501	100m ³ /h				
	350SHP-150	1台	200410	125m ³ /h				

经核实，葡三联脱水站站设施能力可以满足生产需要。

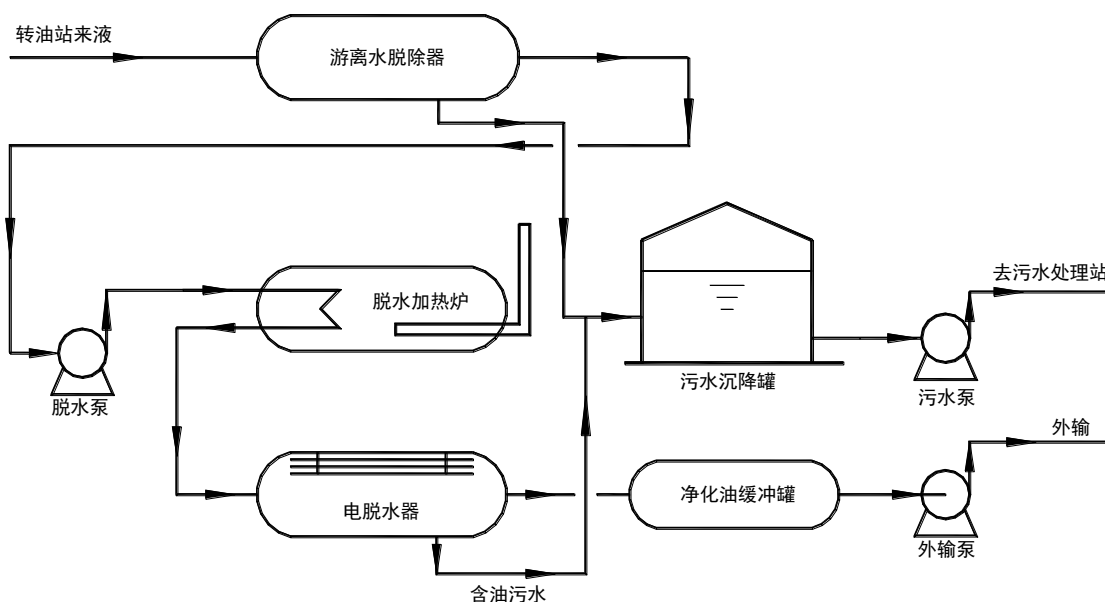


图3.3-10 脱水站工艺流程图

3.3.1.13含油污水处理站

(1) 葡一联合含油污水处理站

本项目产生的含油污水依托葡一联合含油污水处理站处理，该站隶属于葡一联合站，占地面积26400m²，处理后含油污水供葡1-1注水站、葡一联注水站注水。1997年11月建成投产，2004年10月扩建改造。老站处理工艺为两级沉降+两级过滤，扩建站处理工艺为一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐，最终设计处理能力15000m³/d，目前处理量为13000m³/d，接收本次产能最大污水量79.6m³/d，负荷率为87.2%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

(2) 葡二联合含油污水处理站

该站建于1997年，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为2×10⁴m³/d，实际处理量为18000m³/d，当前负荷90%，接入本项目产液、作

业及管线试压废水131.6m³/d，新增后负荷率为83.8%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

（2）葡三联含油污水处理站

该站建于1995年，于2009年扩建，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为0.5×10⁴m³/d，实际处理量为4255m³/d，当前负荷85.1%，接收本次产能最大污水量4m³/d，负荷率为85.2%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

3.3.1.14废射孔液处理站

黑龙江龙之润环保工程有限公司位于红岗区铁人工业园区兴隆产业园（租赁大庆亚东无纺新材料股份有限公司闲置厂房及办公楼），占地面积 6000m²，建筑面积 3277.13m²。该企业主要处理水基泥浆，处理工艺采用“分离、除砂、离心、絮凝、压滤”等工序，设备处理能力为 500m³/d，年回收处理水基泥浆 15 万 m³，目前处理量为 150m³/d，剩余处理量为 350m³/d，本项目废射孔液产生量为 25296m³，即 316.2m³/d（射孔环节集中在 80d 左右），该站剩余能力满足本项目的需求。处理后的废水拉运至采油五厂杏十五一联合站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”回注油层。处理工艺流程图见图 3.3-11。

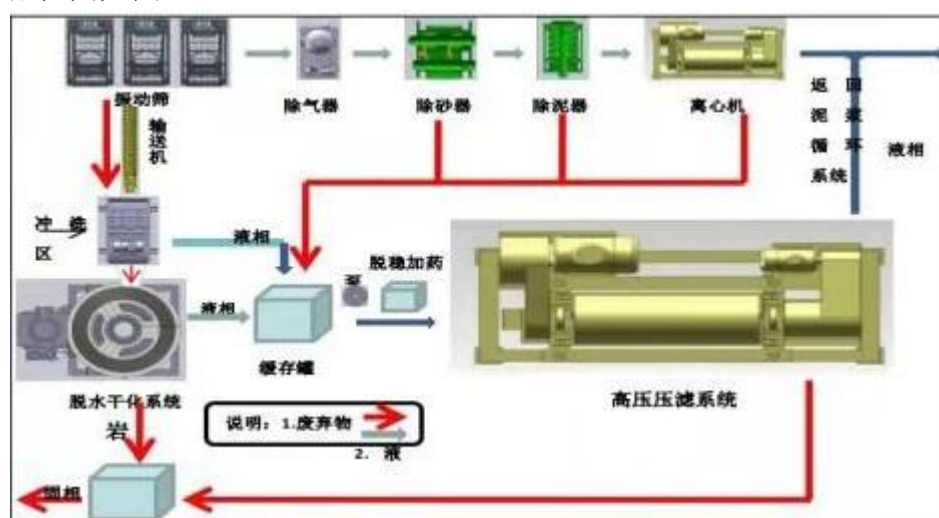


图3.3-11 龙之润泥浆处理站工艺流程图

3.3.1.15废压裂返排液处理站

本项目产生废压裂液 400m³，由罐车拉运至葡五联废压裂液处理站。压裂过程产生的废压裂液进入废压裂液回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由废压裂液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理达标后再外输至葡五联合站污水处理站统一处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）后回注，不外排。废压裂液回收池容积约为 10000m³，目前剩余容积为 5000m³，处理站能力满足要求。目前实际处理量为 220m³/d，负荷率为 44%，本项目共产生压裂返排液 7056m³，每组压裂队伍每天压裂 1 口井，结合该站处理及储存能力，压裂返排液产生量约 252m³（每天 7 口），负荷率增至 94%，能够满足本工程需求。

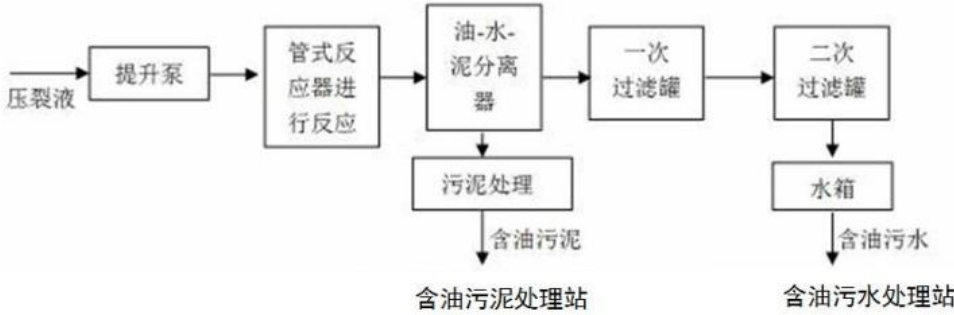


图3.3-12 废压裂液无害化处理站工艺流程图

3.3.1.16含油污泥处理站

葡萄花含油污泥处理站于 2012 年建设，环评文件通过大庆市环境保护局审批（庆环建字〔2012〕196 号），2014 年通过竣工环境保护设施验收庆环验字〔2014〕第 33 号。本工程产生的含油污泥送第七采油厂葡萄花油田含油污泥回收处理站进行处理，该站于 2013 年 10 月建成，采用了含油污泥调质-离心处理技术工艺，设计规模为 5m³/h（年运行 150 天，每天 24 小时，年最大处理量 18000m³），目前实际处理量为 12600m³/a，剩余处理量为 5400m³/a，本工程新增污泥处理量为 0.49t/a，处理能力满足需求。污泥处理设计达到的指标为处理后污泥中含油量≤2%，最终污泥含水率≤40%，处理后的含油污泥符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）中控制指标要求，用于采油七厂回填井场或修建通井路。污泥站处理工艺见图 3.3-13。

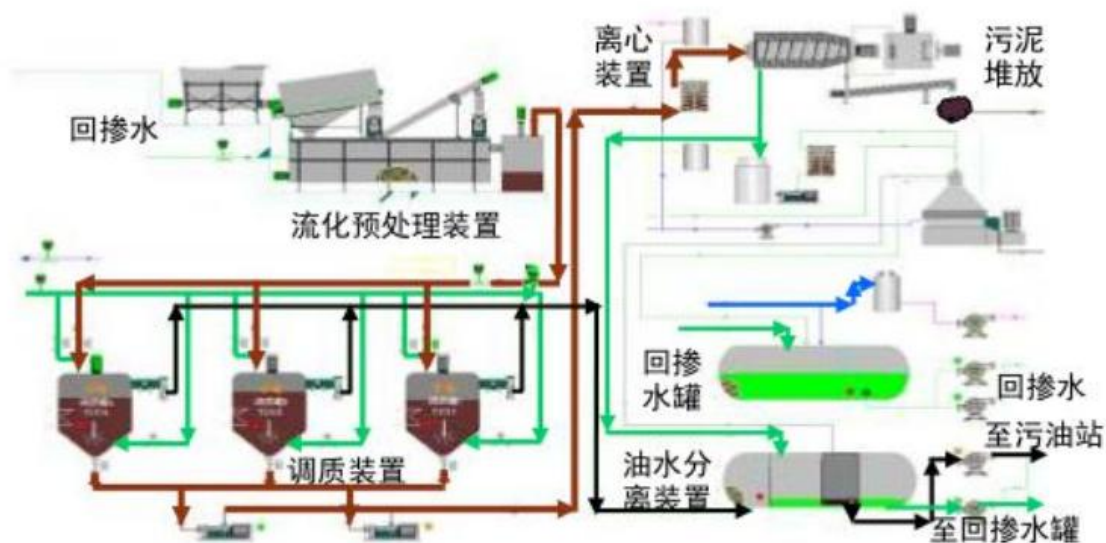


图3.3-13 葡萄花含油污泥处理站工艺流程图

3.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托场站环保手续详见表3.3-5。

表3.3-5 本项目依托场站环保验收手续

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
1	葡一联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	庆环审(2015)256号	2019年10月19日通过自主验收
2	葡北8#转油站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019)1号	2019年12月16日通过自主验收
3	葡二联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019)1号	2019年12月16日通过自主验收
4	葡北10#转	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019)1号	2019年12月16日通过自主验收
5	葡三联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019)1号	2019年12月16日通过自主验收
6	葡四联合站	葡萄花油田及周边区块站库改造工程	同环建字(2019)1号	2019年12月16日通过自主验收
7	葡五转油站	葡南四、六、七断块加密产能建设工程	庆环审(2015)360	2019年10月8日通过自主验收
8	葡北2#转油站	葡北2号站、7号站、太南4号转油站改造工程	庆环审(2014)192号	2019年10月8日通过自主验收
9	葡北1#转油站			
10	太南2#转油站			
11	太南5#转油站			
12	采油七厂葡萄花含油污泥处理站	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能工程	庆环建字[2012]31号	已通过验收
13				

3.3.3 现有工程污染物排放情况

建设项目涉及场站包括葡北8#转油站、葡北2#转油站、葡北1#转油站、葡北10#转

油站、葡北11#转油站、太南2#转油站、太南5#转油站、葡四联转油站、葡五转油站、葡一联合含油污水站、葡二联合含油污水站、葡三联合含油污水站、葡萄花含油污泥处理站，现有工程产生的污染物主要为加热炉燃烧烟气、无组织排放的非甲烷总烃、采油废水、含油污泥、生活污水和生活垃圾等。

3.3.3.1 废气

(1) 加热炉烟气

依托工程废气主要为场站内加热炉产生的燃烧烟气。9座转油站加热炉均以天然气为燃料，站场总燃气量为 $2041.69 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。根据《纳入排污许可管理的火电等17个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）（试行）》中常压工业锅炉的废气产排污系数（13.6 立方米/立方米-原料），以上站场加热炉烟气量为 $27766 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本次工程依托转油站加热炉烟气现状数据引用《采油七厂加热炉隐患治理工程》和《第七采油厂2021年零散更新井产能建设地面工程》中监测数据（大庆中环评价检测有限公司，监测时间2020年12月18日-19日、2021年3月10日-11日），根据污染物折算值监测结果，葡北1转油站燃烧烟气中各项污染物的排放平均浓度为颗粒物 $12.3 \text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围 $11.7\text{-}13.2 \text{mg}/\text{m}^3$ ）， SO_2 为 $20.3 \text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围 $19\text{-}23 \text{mg}/\text{m}^3$ ）， NO_x 为 $88.8 \text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围 $87\text{-}92 \text{mg}/\text{m}^3$ ）；葡二联合站加热炉排放的废气中污染物平均浓度颗粒物为 $11.6 \text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围 $11.2\text{-}12 \text{mg}/\text{m}^3$ ）， NO_x 为 $83.8 \text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围 $81\text{-}86 \text{mg}/\text{m}^3$ ）， SO_2 为 $18.5 \text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围 $17\text{-}21 \text{mg}/\text{m}^3$ ），能够满足《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。根据场站分布和气源情况，葡北8#转油站、葡北10#转油站、葡北11#转油站、太南2#转油站和太南5#转油站加热炉烟气浓度参照葡二联加热炉数据，葡北2#转油站、葡四联转油站和葡五转油站参照葡北1#转油站加热炉烟气数据，依托场站加热炉烟气排放情况见下表。

表 3.3-6 现有工程加热炉大气污染物排放情况

名称	烟囱高度 (m)	燃气量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	烟气量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	污染物排放情况 (t/a)		
				颗粒物	SO_2	NO_x
葡北8#转油站	10	145	1972	0.23	0.36	1.65
葡北10#转油站	8	222.3	3023.28	0.35	0.56	2.532
葡北11#转油站	8	173.3	2356.88	0.27	0.44	1.98

太南2#转油站	8	1080	14688			
太南5#转油站	8	177.45	2413			
葡北1#转油站	25	152	2067.2	0.25	0.42	1.84
葡北2#转油站	8	150	2040	0.25	0.41	1.81
葡四联转油站	8	310.8	4226.88	0.52	0.86	3.75
葡五转油站	18	101	1373.6	0.17	0.28	1.22

(2) 油气集输过程中挥发烃类气体

油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、集油间、转油站、联合站、集输系统等。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油，依托场站为油田开发的中间环节，结合污染物排放清单进行核算，建设项目依托场站每年原油产能431680t/a，非甲烷总烃产生量约为611.9t/a。

根据对正在捞油生产的葡73-54井、王太生屯等处的环境现状监测结果可知，非甲烷总烃浓度为0.31~0.48mg/m³、0.31~0.47mg/m³，符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

本工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为密闭的，在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，通过采取上述措施，本项目产生的无组织气体能够满足《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。

3.3.3.2 废水

依托场站区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 2320m³，此部分污水通过罐车分别拉运到葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站，根据《葡南油田九、十、十一断块加密及葡 552 区块产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》于 2019 年 2 月 8 日至 9 日对葡一联污水处理站、葡二联污水处理站、葡三联污水处理站出水水质进行监测可知，葡一联污水处理站处理后水质的含油量 2.96~4.10mg/L，悬浮物固体为 2~3mg/L；葡二联污水处理站处理后水质的含油量 2.89~3.90mg/L，悬浮物固体为 2~3mg/L；葡三联污水处理站处理后水质的含油量 3.00~4.00mg/L，悬浮物固体为 2~3mg/L，根据本次工程对葡二联含油污水站出水监测结

果，石油类浓度 5.72~6.13mg/L、SS 浓度 1~3mg/L，污水后经处理满足“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

3.3.3.3 噪声

本次工程于2021年6月7日-8日委托大庆中环评价检测有限公司对长关井部分井场和依托计量间噪声进行现状监测，监测结果表明，各井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。监测结果见表3.3-7。

表 3.3-7 长关井井场厂界噪声排放现状表

序号	井场/计量间名称	监测结果 dB (A)	
		昼间	夜间
1	葡 84-902 井	43.8~46.6	42.9~46.1
2	葡 79-79 井	49.3~52.4	48.7~49.9
3	葡 10-3-52 井	46.4~51.9	44.3~49.7
4	葡 73-54 井	46.2~51.5	44.1~49.8
5	太南 2-2#集油间	46.4~50.5	44.4~48.3

本次工程依托场站的厂界噪声数据引用《采油七厂加热炉隐患治理工程》中监测数据（大庆中环评价检测有限公司，监测时间2021年3月10日-11日、3月17-18日），各场站厂界噪声昼间、夜间值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，监测结果如下表3.3-8。

表 3.3-8 依托场站厂界噪声排放情况表

序号	依托场站名称	监测结果 dB (A)	
		昼间	夜间
1	葡一联合站	47.5~52.3	45.2~49.9
2	葡北 8#转油站	46.4~51.5	44.6~49.2
3	葡二联合站	48.1~54.5	45.2~49.9
4	葡北 10#转油站	48.1~51.4	45.3~48.9
5	葡三联合站	47.4~52.9	44.8~49.8
6	葡四联合站	48.5~50.5	45.3~47.4
7	葡五转油站	47.6~52.8	44.5~49.5

3.3.3.4 固体废物

本项目依托场站区域内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 4.5t/a，罐车拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站处理后满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求。

根据采油七厂对葡萄花含油污泥处理站进行的例行监测报告可知（检测时间 2020 年 9 月 14 日-28 日），对葡萄花含油污泥处理站含油污泥处理后泥质进行取样分析，pH 值为 8.20、含水率为 39.1%、石油类为 15400mg/kg，处理后污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）标准，用于铺垫采油七厂井排路和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾约 15t/a，产生的生活垃圾统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。现有工程污染物排放情况见表 3.3-9。

表3.3-9 现有工程污染物排放一览表

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	污染防治措施及达标情况
1	废气	非甲烷总烃	非甲烷总烃	611.9t/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
		场站加热炉烟气	颗粒物	3.22t/a	经加热炉8m以上排气筒达标排放
			SO ₂	6.55t/a	
			NO _x	24.99t/a	
2	废水	油水井作业污水	SS	2320m ³	污水通过罐车分别拉运到葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排
3	噪声	井场噪声	抽油机	60-70dB（A）	井场边界噪声达标排放
		场站噪声	机泵设备	70-80dB（A）	场站厂界噪声达标排放
4	固体废物	含油污泥	石油类	4.5t/a	罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理，处理达标后用于铺垫井排路
		生活垃圾	/	15t/a	统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理

3.3.4 现有工程存在的环境问题及“以新代老”措施

①废气

本次工程依托转油站站加热炉使用天然气为燃料，加热炉排放的污染物满足《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。项目区域油井及集输管线挥发的非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，同时

区块所在区域较为平坦，有利于大气扩散，对环境影响较小。

②废水

本次工程依托场站采出液经处理后含油污水分别输送至葡一联合油污水处理站、葡二联合油污水处理站和葡三联含油污水处理站，含油污水处理站处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）的要求（8、3、2），回注油层。油水井作业（修井）污水均进入了集输系统，不外排，对水环境影响较小。

③噪声

通过对依托场站厂界噪声现状调查得知，各场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。根据对本次长关井井场的噪声监测结果，昼间夜间均满足《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

油田井场作业产生的含油污泥及污水处理站清罐污泥拉运至葡萄花含油污泥处理站，满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求，用于铺垫油田道路；生活垃圾统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理，污水处理站废滤料送至大庆蓝星环保工程有限公司拉运处理。

⑤生态

本工程开发区域主要分布耕地、盐碱草地、自然水泡及村屯。大庆油田有限责任公司第七采油厂在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如尽量布设丛式井，严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。运营期井场作业严控占地范围，油田的开发对区域草地没有造成明显影响。站场环境清洁，地面看不到污油，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，恢复较好。

⑥整改措施

1) 建议继续加强现有生产井和场站的看护和日常巡护工作，及时回收落地油，及时发现事故隐患，预防环境风险事故发生。

2) 加强现有井场设备的更新和维护，发现设备运行故障及时解决，避免因设备故障运行对周边居民的正常生活造成不利影响。

综上所述，目前所采取的各项环保措施是有效的，现有工程不存在原有污染问题。

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

本项目治理长关井10口，采用就近挂接的方式进相应的集油间，其中9口采用环状掺水集油工艺，1口采用单井拉油工艺；采出液依托葡北8#转油站、葡北2#转油站、葡北1#转油站等场站处理，建成产能 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(1) 原油集输系统

本区块已建集油系统为单管环状掺水集油工艺，根据长关井分布及地面建设现状，本工程采用就近挂接集油工艺即为长关井的集油掺水管道就近挂接至已建集油环上，就近接入集油阀组间，配套建设单井集油掺水管道5.52km，集油工艺流程见示意图3.4-1。

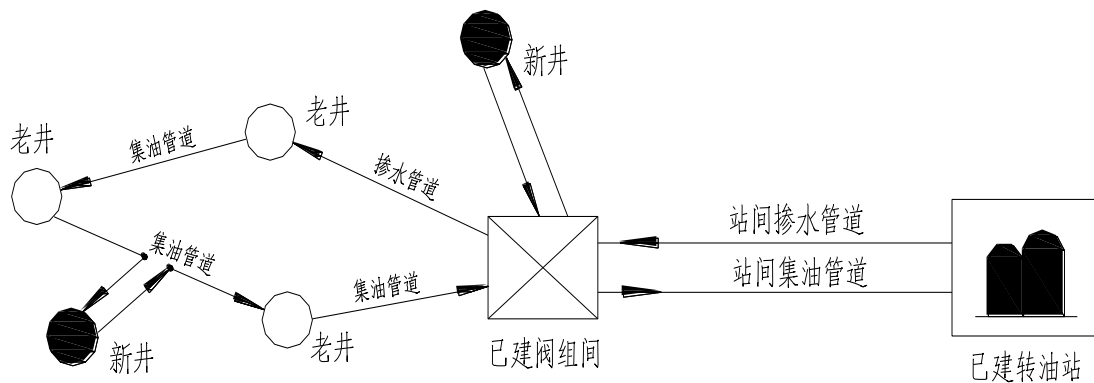


图3.4-1 单管环状掺水集油流程示意图

南256-平315井采用拉油工艺，采出液进入井场现有 20m^3 高架罐，经罐车拉运至葡五转卸油点，进入葡五转油站集输系统处理。

(2) 站外集油系统

本次工程长关井治理集油系统改造情况见表3.4-2。

表3.4-2 10口油井改造情况表

流程	集油间	井号	新建管线规格 (mm)	新建管线长度 (m)	改造方案
环状流程	葡北 801 计量间	葡 84-902	$\phi 89 \times 4.5$	960	挂接至临近 801 计量间 4 环
	葡北 204 计量间	葡 110-46	$\phi 60 \times 3.5$	1210	葡 10-46 与 葡 10-94-7 组成集油环挂接进葡北 204 集油间
		葡 10-9-47			
	葡北 106 计量间	葡 10-3-52	$\phi 60 \times 3.5$	210	葡 103-52 井避开民房，挂接进葡北 106 计量间
	太南 2#2 计量间	葡 91-68	$\phi 76 \times 4.5$	20	葡 91-68 就近挂接至太南 2#2 集油间临近环
	太南 5#4 计量间	太 60-29	$\phi 60 \times 3.5$	700	葡 60-29 与 葡 61-30 组成集油环挂接进太南 5#4 集油间
葡北 10#5 计量间	葡 73-54	$\phi 76 \times 4.5$	610	葡 73-54 与 73-531 环连接 105 集油间将葡 73-斜 52、72-522、葡 72-斜 532 从 73-531 环上拆下，与垣平 1 井组环进葡 10#5 集油间	

	葡北 116 计量间	葡 79-79	$\phi 60 \times 3.5$	620	葡 79-79 与葡 79-80 组成集油环挂接进葡北 116 集油间
	葡南 409 计量间	葡 160-40	$\phi 76 \times 4.5$	900	葡 160-40 就近挂接进葡南 409 集油间临近环
单井拉油	/	南 256-平 315	/	/	单井拉油
合计				5230	

每口长关井具体改造情况如下：

①葡84-902井

该井位于耕地中，将其与邻近葡84-90、葡83-81、83-812、84-F91连接成环进葡北801集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 89 \times 4.5\text{mm}$ ，长度960m，新建环状流程井口组合装置1套，管线钢顶穿路1处。管线路由见图3.4-2。

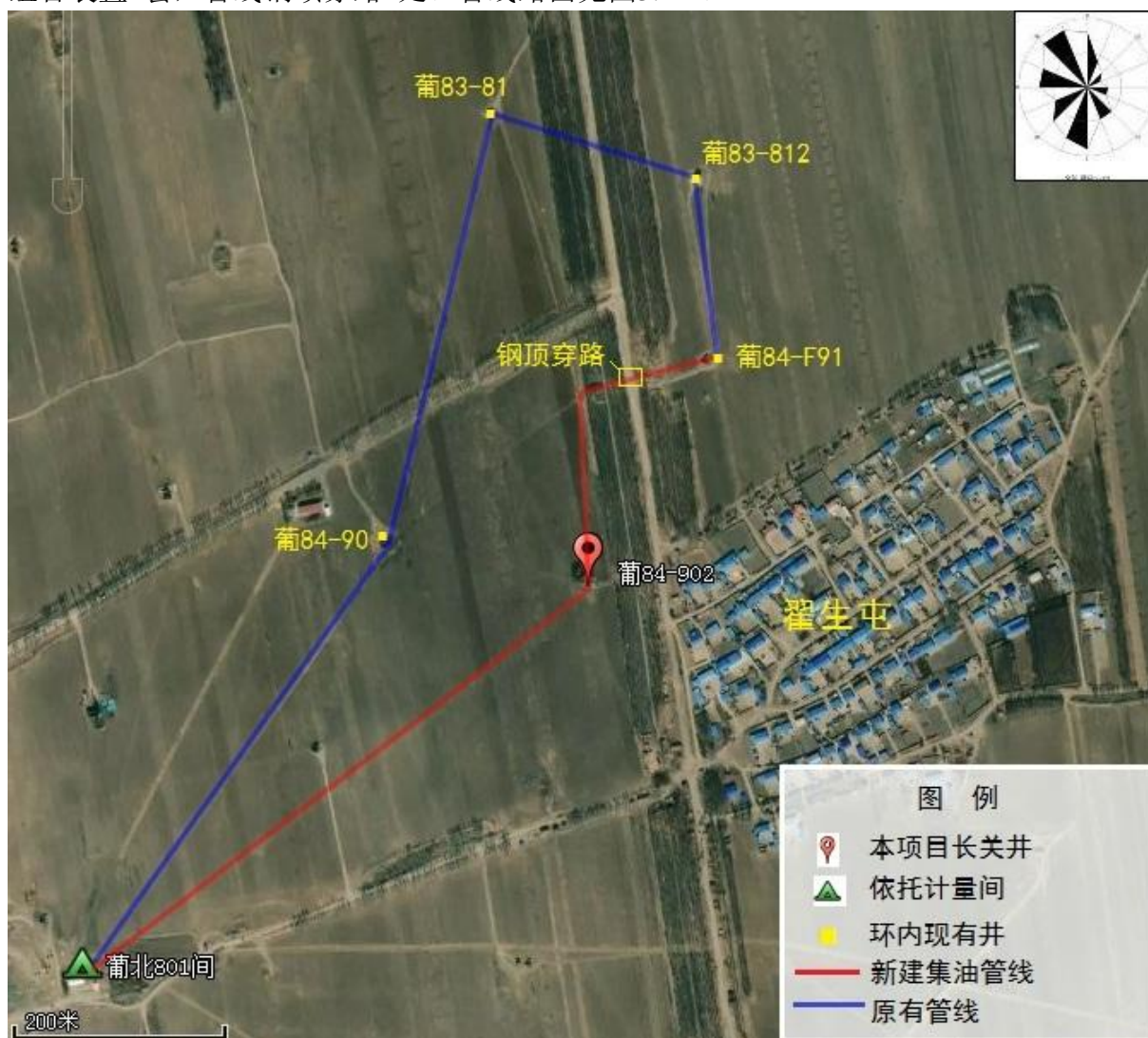


图3.4-2 管线路由图

②葡110-46井、葡10-9-47井

两口井位于耕地中，将本次改造2口井新建成环状集油流程重新敷设管线至葡北204集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，长度1210m，新建环状流程井口组

合装置1套，管线钢开穿路1处。管线路由见图3.4-3。

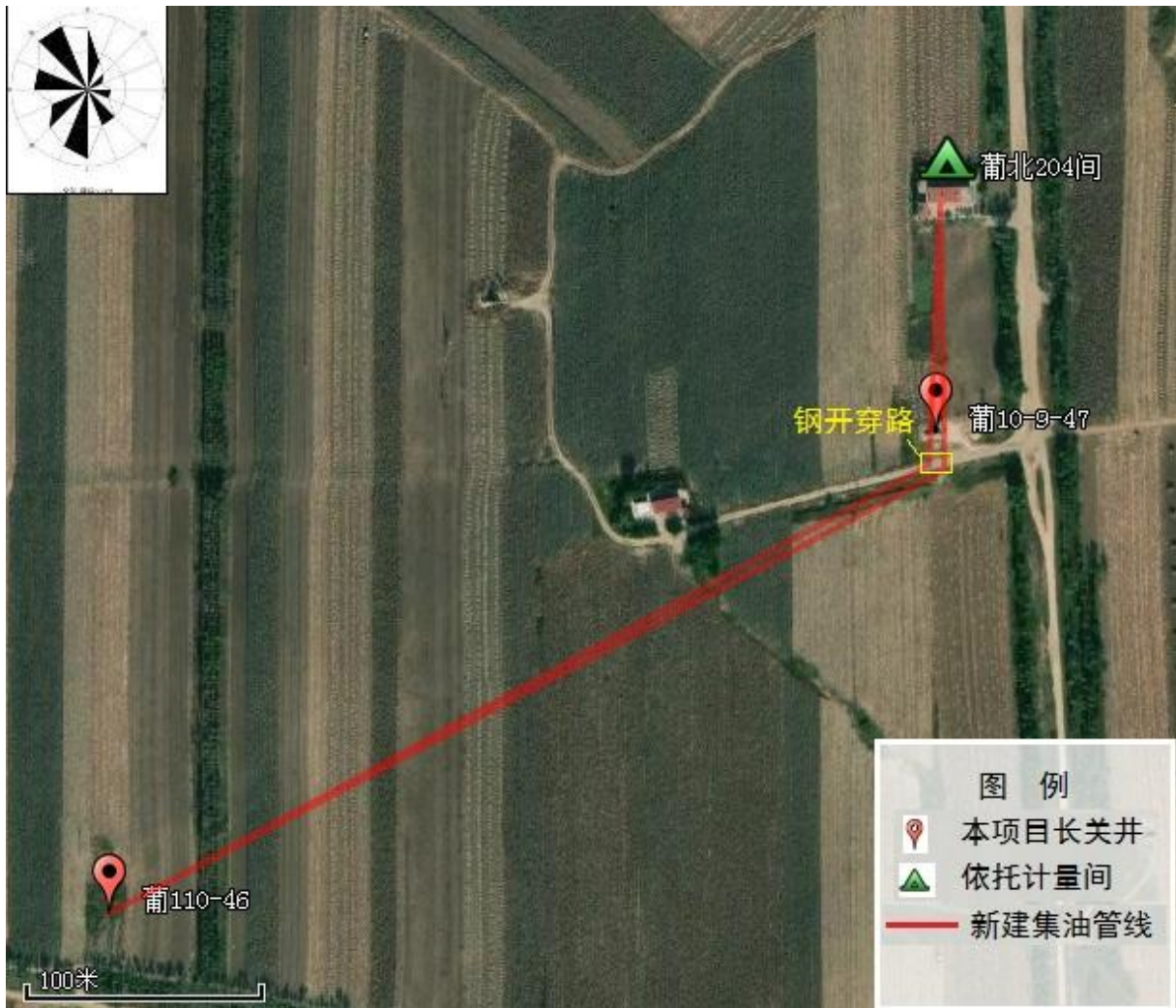


图3.4-3 管线路由图

③ 葡10-3-52井

④ 太91-68井

该井位于草地中，将其与邻近环中太90-65、太90-67、太89-68、太90-69重新连接成环进太南2#2集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，长度20m，新建环状流程井口组合装置1套。管线路由见图3.4-5。

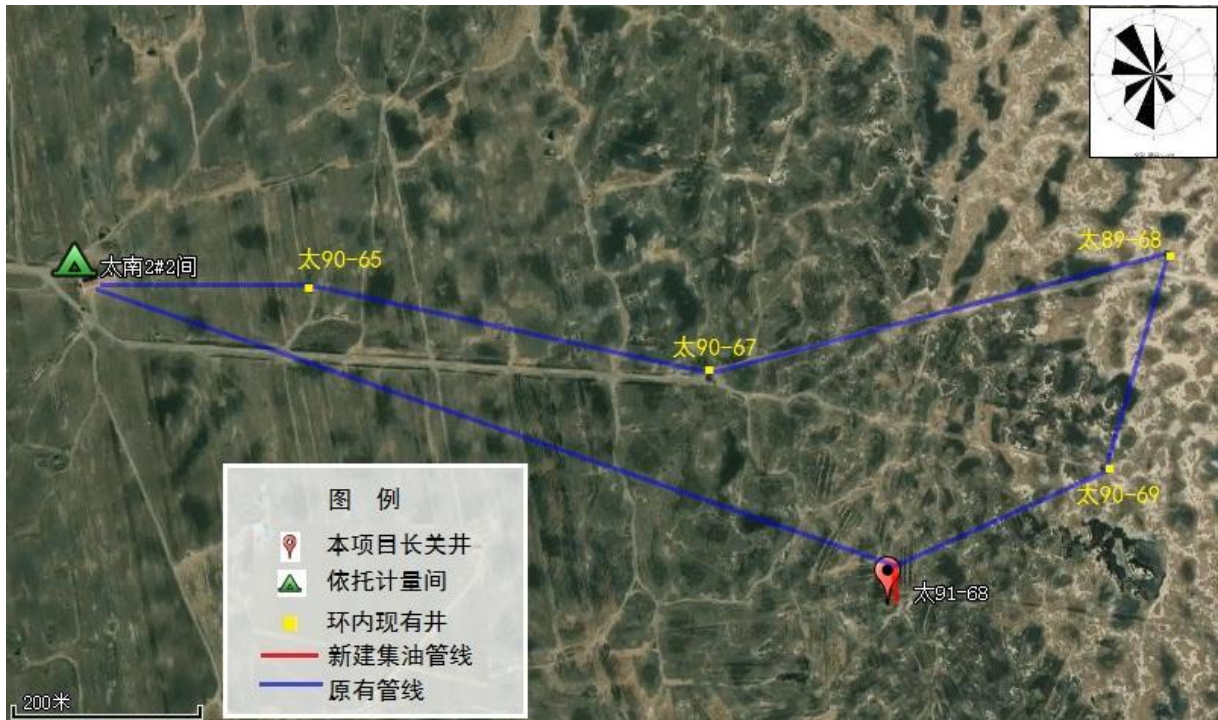


图3.4-5 管线路由图

⑤ 太60-29井

该井位于耕地中，将其与邻近环中太61-30重新连接成环进太南5#4集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，长度700m，新建环状流程井口组合装置1套。管线路由见图3.4-6。

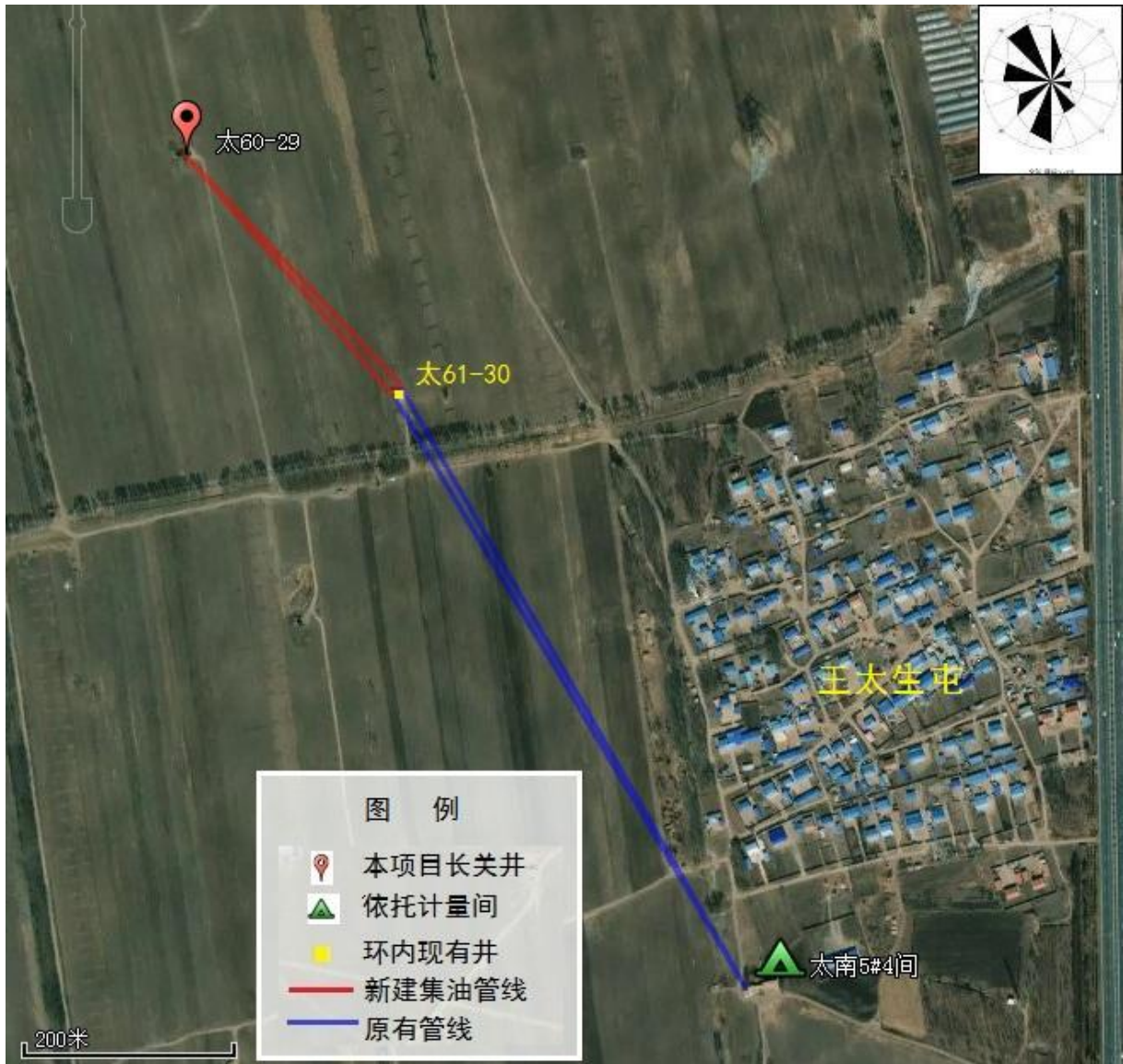


图3.4-6 管线路由图

⑥ 葡73-54井

该井为提捞井，位于草地中，将其与邻近环中73-531重新连接成环进葡北10#5集油间，将原该环中葡72-斜532、葡72-522、葡73-斜52等3口平台井挂接临近垣平1集油环进入葡北10#5集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 70 \times 4.5\text{mm}$ ，长度760m，新建环状流程井口组合装置1套。管线路由见图3.4-7。



图3.4-7 管线路由图

⑦葡79-79井

该井位于草地中，将其与邻近环中葡79-80重新连接成环进葡北116集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，长度620m，新建环状流程井口组合装置1套。管线路由见图3.4-8。



图3.4-8 管线路由图

⑧ 葡160-40井

该井位于草地中，将其与邻近环中葡148-392、葡150-392、葡152-392重新连接成环进葡南409集油间，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，长度900m，新建环状流程井口组合装置1套。管线路由见图3.4-9。

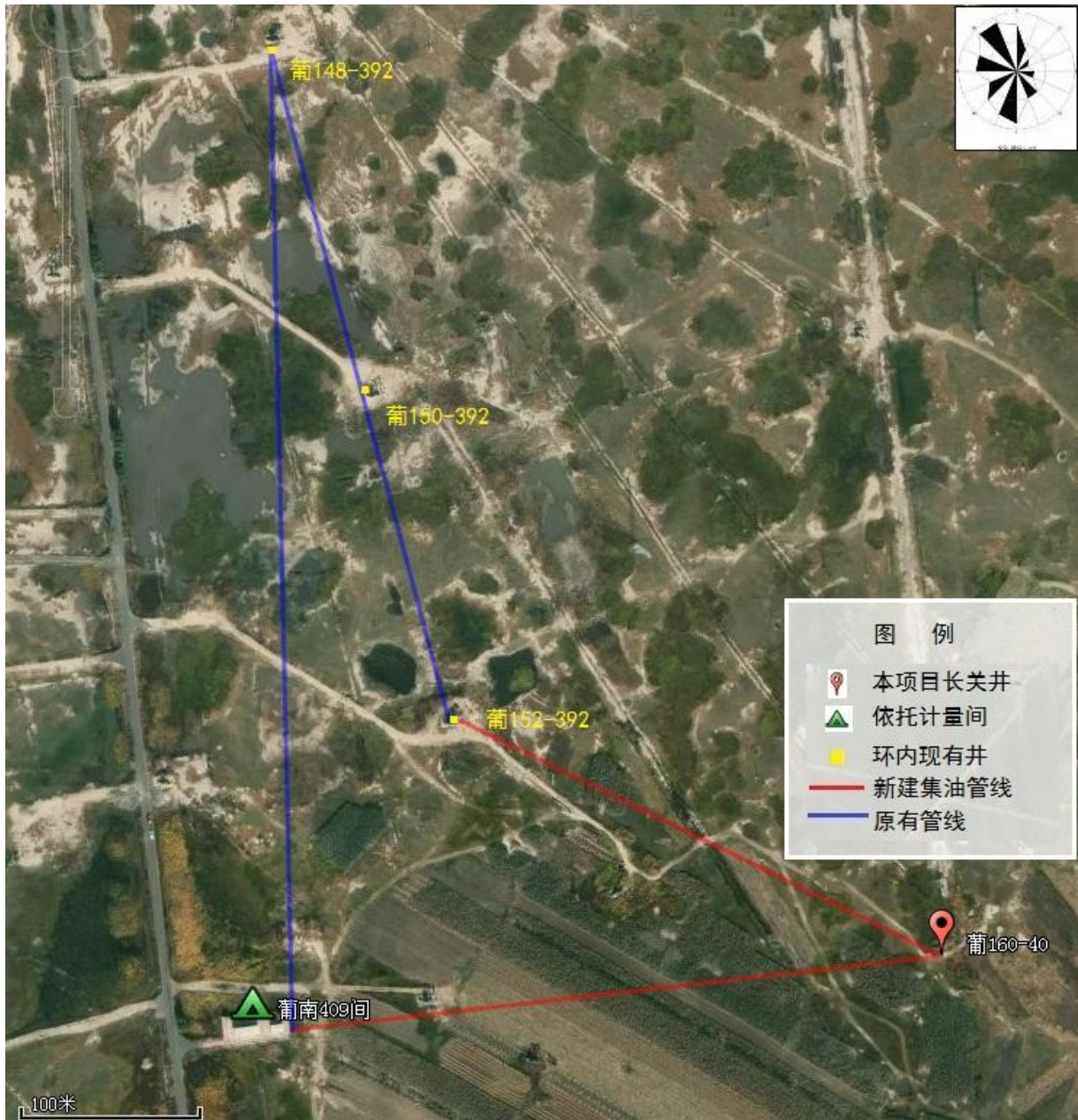


图3.4-9 管线路由图

◎南256-平315井

该井位于草地中，采取单井拉油工艺，目前井场现有20m集油高架罐，但井口与高架罐的安全距离仅为7m，不符合安全距离，本次改造需将高架罐移位至15m，新建环状流程井口组合装置1套。井场平面布置见图3.4-10。



图3.4-10 井场平面图

建设项目原油集输系统主要工程量统计见表3.4-3。

表3.4-3 建设项目原油集输系统主要工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量
1	环状防冻井口工艺组合装置	套	10
2	内缠胶带硬质聚氨脂泡沫夹克管 $\Phi 89 \times 4.5$	km	0.96
3	内缠胶带硬质聚氨脂泡沫夹克管 $\Phi 76 \times 4.5$	km	1.68
4	内缠胶带硬质聚氨脂泡沫夹克管 $\Phi 60 \times 3.5$	km	2.88
5	公路穿越 钢顶 I 型 支 I 型 L=12m	处	2
6	公路穿越 钢开 III 型 支 II 型 L=10m	处	1
7	拉油井罐移位及维修	项	1

3.4.1.2 道路工程

本次工程长关井利旧原有通井路，无需新建。为满足拉油车辆通行，需将南256-平315井原通井土路改造为砂石路，砂石路路面宽3.5m、路基宽4.5m，改造长度1.5km。同时对破损涵洞进行修复（12m/2道）。对拉油井场加高平整并修建砂石面层（30m×40m），保证回车场满足拉油车通行。道路改造路由见图3.4-11，道路工主要工程内容表见表3.4-4。

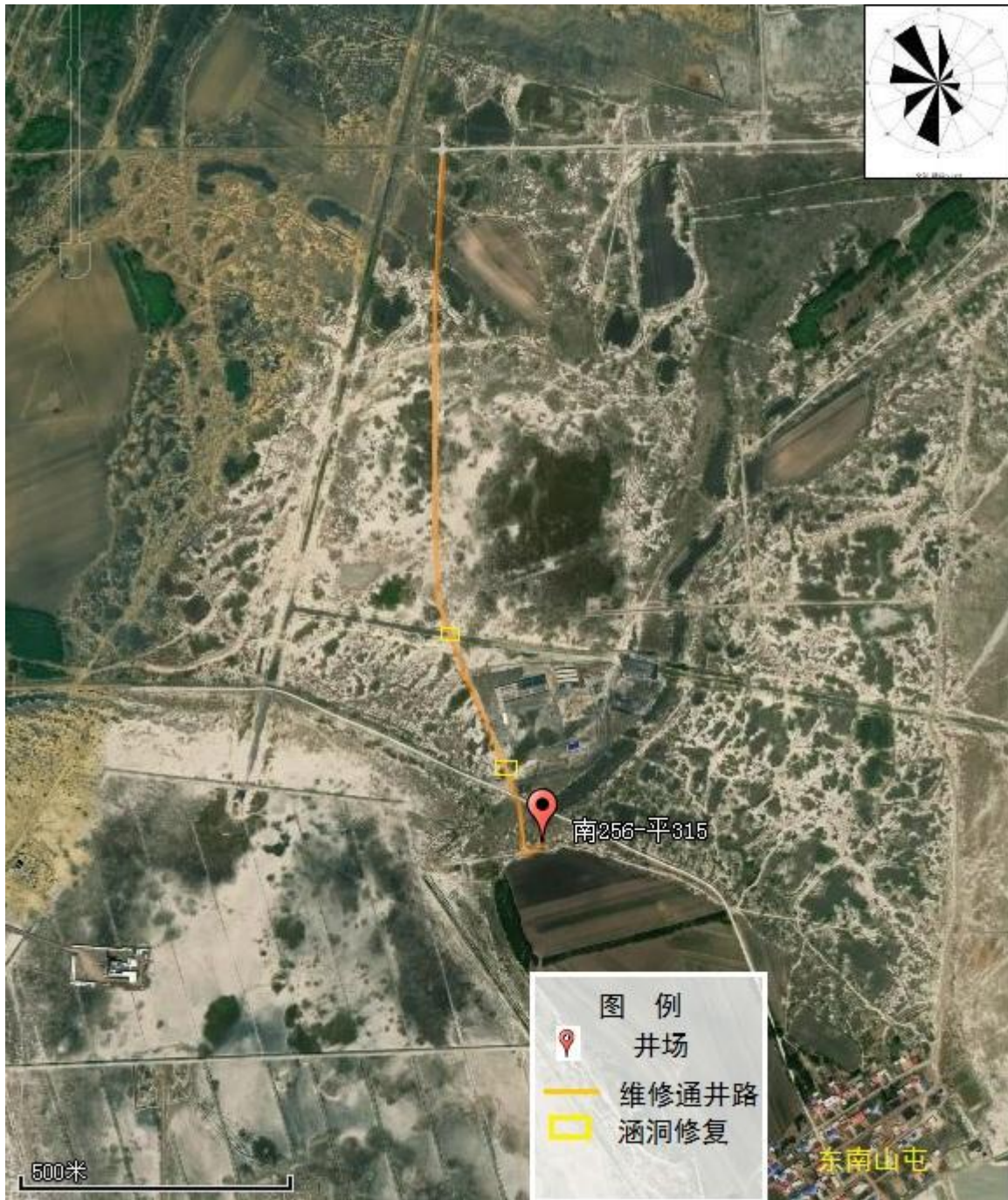


图3.4-11 道路改造路由图

表3.4-4 道路工主要工程内容表

序号	项目名称	单位	数量
1	道路修整为3.5m/4.5m砂石路	km	1.5
2	拉油井场平整加高	m ²	1200
4	涵洞修复（12m）	道	2

3.4.1.4 供电工程

本次长关井工程井场配电设施变压器利旧，更换线杆，新建电力线路。为拉油井厂内新建配电箱、新建平台照明、管线电加热带、井口电加热器、电加热棒配电，新建人

体静电消除器、新建防静电接地端子板，配套电力系统改造。供配电工程主要工程量见表3.4-5。

表3.4-5 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
1	终端式柱上变电站（50kVA）	座	7
2	终端式柱上变电站（63kVA）	座	2
3	终端式柱上变电站（100kVA）	座	1
4	钢芯铝绞线3×LGJ-50	km	1.24
5	高压直线杆 φ190×11000	基	10
6	高压T接杆 φ190×11000	基	10
7	混凝土电杆 φ190×11000	根	30
8	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3x35+1x16	km	0.3
9	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×25+1×16	km	0.24
10	热镀锌角钢∠50x5x2500	根	60
11	热镀锌接地扁钢 -40x4	km	0.4
12	镀锌钢管 G50	km	0.05
13	电缆标志桩	个	10
14	防护套筒	套	10
15	150#混凝土预制板250×250×50(mm)	块	2400
16	工程砂	立方米	100
17	7N256-P315井电力电缆	套	1
18	7N256-P315井拉油井场	套	1

3.4.2 工程占地及土石方情况

3.4.2.1 工程占地

本次工程占地情况主要集中在管线施工临时占地，井场改造、道路改造等工程均在原有占地范围内，不新增永久占地。本工程临时占地类型为耕地（非基本农田）和盐碱草地（非基本草原），临时占用湿地地表类型为盐碱草地。集油管线临时占地宽度为10m。具体占地情况见表3.4-6。

表3.4-6 建设项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

建设内容	临时占地		永久占地	
	耕地（非基本农田）	盐碱草地（非基本草原）	耕地（非基本农田）	盐碱草地（非基本草原）
集油管道	1.735	0.88	/	/
小计	2.615		/	
总计	2.615			

3.4.2.2 土石方工程

南255-平315井井场平整垫高0.3m，井场为30m×40m，需要铺垫土方量为1200×0.3=360m³，通井砂石路填筑高度0.15m，长度1.5km，路面宽度3.5m，需要铺垫土方量为1500×3.5×0.15=787.5m³；新建集油管线管沟长度2615m，管沟宽度约为1.2m，管沟深度为1m，管沟挖方量为2615×1.2×1=3138m³。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3.4-13。

表3.4-13 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	787.5	787.5	0
2	管道	3138	3138	0	0
3	拉油井井场	0	360	360	0
合计		3138	4285.5	1147.5	0

3.4.2.3工程占用湿地情况

本项目位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县，根据《黑龙江省湿地名录》，本项目部分长关井井场和管线施工临时占地涉及小东屯湿地、永和村南泡 2 湿地、厢房村东湿地，具体占地情况为：葡 73-54 井位于永和村南泡 2 湿地内，占地类型为草地，湿地内新建管线600m（管沟长度300m）；太 91-68井位于厢房村东湿地内，占地类型为草地，新建管线长度 20m（管沟长度 10m）；南 256-平 315 井通井路全线沿旧路改造，不涉及新增占地。管线施工作业宽带宽度为 10m，临时占用湿地面积为 3100m²，本项目与周围湿地位置关系见下表。

表 3.4-14 本项目钻井工程占用湿地情况统计表

湿地斑块名称	湿地类型	保护级别	总面积 (hm ²)	与项目位置关系	临时占用面积 (hm ²)
小东屯湿地	沼泽化草甸	一般	284.78	南 256-平 315 位于湿地内	/
永和村南泡 2 湿地	永久性咸水湖	一般	1356.71	葡 73-54 井位于湿地内	0.3
厢房村东湿地	沼泽化草甸	一般	1202.87	太 91-68 井位于湿地内	0.01

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计量间防渗旱厕, 定期清掏外运堆肥处理。

本项目管线试压用水由水罐车运送, 管线敷设完成后进行试压, 本项目新建集油管线 5.23km, 其中 $\phi 89 \times 4.5\text{mm}-960\text{m}$ 、 $\phi 76 \times 4.5\text{mm}-960\text{m}$ 、 $\phi 60 \times 3.5\text{mm}-960\text{m}$, 根据本项目拟建管线的规格和长度, 试压用水量 = $\pi \times$ 管道内径² \times 管道长度。经计算试压水用水量为 12t, 试压废水产生量为用水量的 95%, 试压废水量为 2t。试压废水由罐车收集拉运至葡二联合含油污水处理站处理后回注油层。

3.4.3.2 供电工程

本项目施工现场供电由自备柴油发电机组供给, 运营期井场用电引自油田电网。

3.4.3.3 采暖工程

本工程施工期不设施工营地, 不需要供暖。

3.4.4 工艺流程和产污环节

3.4.4.1 施工期工艺流程和产污环节分析

(1) 管线施工

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 3.4-12。

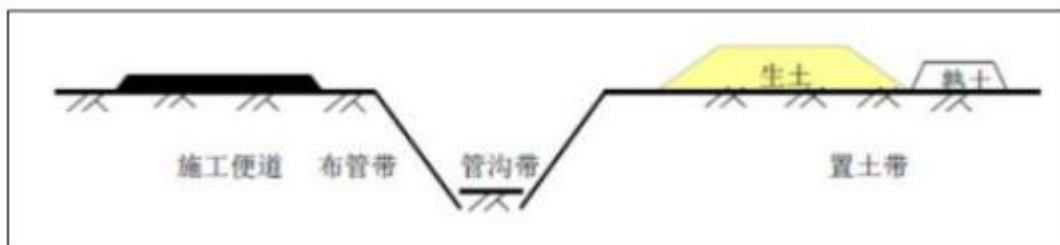


图 3.4-12 管道施工平面布置图

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穿越道路

本项目两条管线穿越现有道路，葡84-902井新建管线对村屯道路穿越采用钢顶穿越方式，葡110-46井新建管线对通井路穿越采用钢开穿越方式。

④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葡二联含油污水处理站处理后回注。

⑤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。

⑥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

本项目对破损的南256-平315井通井土路进行维修改造，清除破损路面后，铺设路基及路面，砂石路面铺平后采用压路机压实。道路改造过程中对于两处涵洞进行修复，拆除原废弃水泥管。该道路不拓宽，没有新增占地。道路维修改造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 3.4-13。



图3.4-13 道路施工流程图

(3) 井场施工

对南256-平315井场进行垫高、压实平整，井场地面铺垫砂石面层回车场，满足拉油车通行，将现有高架罐移位至与抽油机距离15m处，设备全部利旧。井场施工工艺流程见图3.4-14。

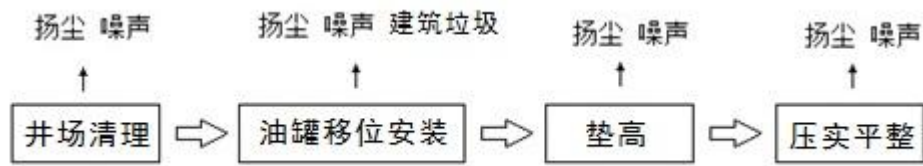


图 3.4-14 井场施工工艺流程及产污节点图

建设项目施工期产污节点详见图 3.4-15。

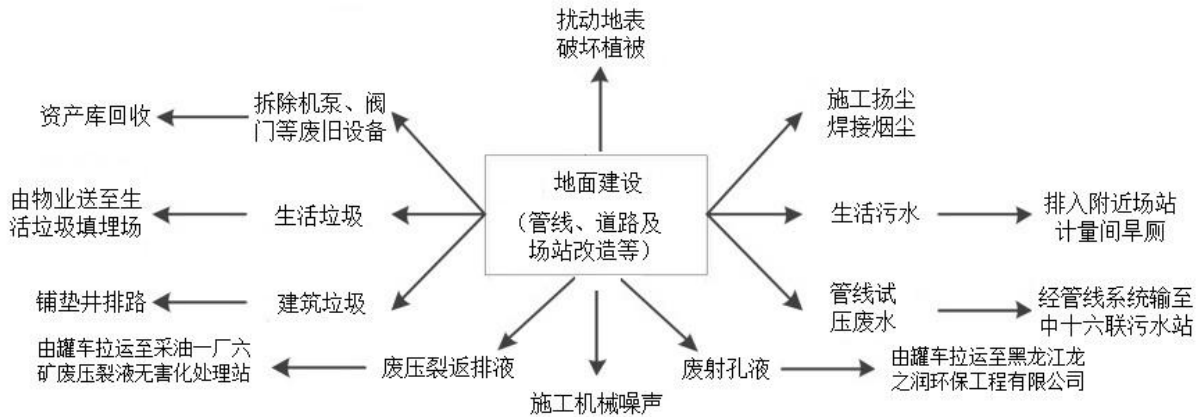


图 3.4-15 建设项目工程施工期产污环节

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 3.4-16。

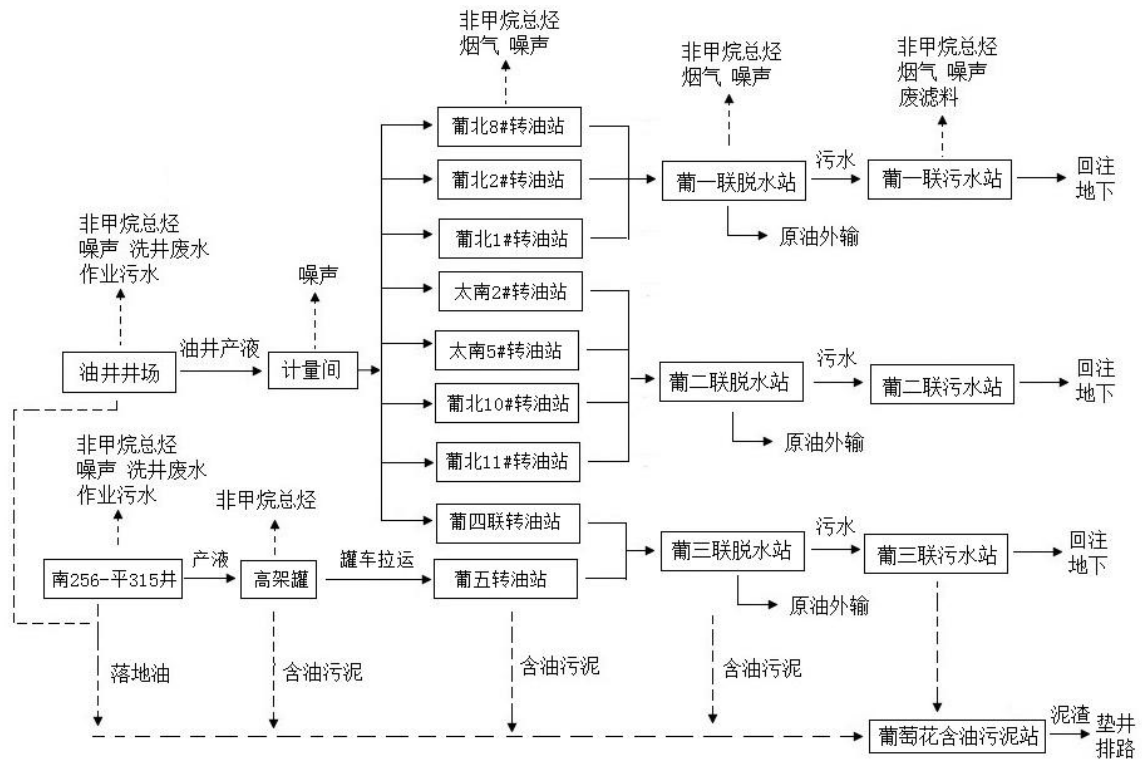


图 3.4-16 运营期总工艺流程及产污节点

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 3.4-15。

表3.4-15 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
井场	井场平整垫高、井口设备安装	产生扬尘、噪声污染、建筑垃圾	TSP、噪声
管线	集油管线管沟开挖、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 3.4-16。

表3.4-16 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、光伏电站建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

(2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(3) 对植被的影响

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

3.4.6 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、新建注水管道、供配电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、光伏电站施工扬尘

本项目新建母液管线6.76km，新建及更换注水支线2.2km，道路改造7.9km，管线施工作业面宽度取10m，管线临时占地面积89600m²，道路占地面积为51350m²，新建两座光伏电站占地面积23400m²，参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0.01mg/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、道路及光伏电站施工产生的扬尘为33.1kg/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以及施工人员的生活用水。

①试压废水

本工程新建母液管线和注水支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430.8t，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为409.2t，主要污染因子为SS，管道试压废水进入集输系统后最终输至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排。

②生活污水

地面建设期施工人员50人，每人每天用水30L，生活污水按用水量的80%计算，建设项目施工期约120d，则生活污水产生量为144t。施工人员产生的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。

③废压裂返排液

本项目根据区块油藏情况，本次产能废压裂液产生量约36m³/井，共计产生废压裂液最大为108m³。

建设项目废（污）水产生及排放情况详见表3.4-17。

表3.4-17 施工期废（污）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	409.2t	SS	进入集输系统后最终输至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排
2	生活污水	144t	COD、NH ₃ -N	施工人员产生的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
3	废压裂返排液	108m ³	SS	由罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站处理

(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 3.4-18。

表 3.4-18 本工程施工期噪声源统计表

序号	噪声源	噪声值 dB (A)
1	挖掘机	70-90
2	搅拌机	60-70
3	推土机	70-90
4	电焊机	60-70
5	压路机	80-90
6	运输车辆	75-80
7	摊铺机	75-80

(4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要有施工产生的施工废料、依托场站设备清淤产生的含油污泥以及施工人员产生的生活垃圾。

①废射孔液

本项目利用井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，每口井产生废射孔液约 48m³，本工程 10 口井全部需要射孔，共计产生废射孔液 480m³。由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理。

②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，本项目新建及改造管道 5.22km，因此，施工废料产生量为 0.1t，统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。

③废旧设备

拆除废旧电线杆 10 根，全部回收至采油七厂资产库。

④建筑垃圾

井场平整和涵洞维修等过程中将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾，产生量约为 20m³，建筑垃圾由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点。

⑤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，地面建设期间生活垃圾产生量为 3t。由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

表 3.4-19 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	废射孔液	480m ³	一般废物	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理
2	施工废料	0.1t	一般废物	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
3	废电线杆	9根	一般废物	全部回收至采油七厂资产库
4	建筑垃圾	20m ³	一般废物	由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点
5	生活垃圾	3t	/	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理

3.4.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

① 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。

建设项目共部署 10 口油水井，建成后总计产能为 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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，建设项目运营期非甲烷总烃无组织排放量为 $4000 \times 1.4175 \times 10^{-6} = 0.0057 \text{t/a}$ 。

② 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，本次项目共依托 9 座转油（放水）站。通过大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 4 月 20 日至 21 日对依托的转油站加热炉监测数据可知，葡北 8 转油站加热炉排放的烟气中 SO_2 最大浓度为 27mg/m^3 ， NO_x 最大浓度为 84mg/m^3 、颗粒物最大浓度为 11.9mg/m^3 ；能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用锅炉（燃气锅炉）的标准要求。

根据《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）（试行）》中常压工业锅炉的废气产排污系数（13.6 万立方米/万立方米-原料）。依托站场大气污染物排放情况见下表。

葡北 10 转油站目前燃气量为 $265 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 、处理液量 9353t/d ，根据地面工程方案本次产能后该站总负荷预计 10006t/d ，新增处理液量 653t/d ，估算新增燃气量为 $265 \times 10^4 \times 653/9353 = 18.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新增燃气负荷 $18.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，具体见表 3.4-20。

表 3.4-20 加热炉烟气排放情况一览表（新增负荷）

名称	烟囱高度 (m)	燃气量 (万 m ³ /a)	烟气体量 (万 m ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
				颗粒物	SO ₂	NO _x
葡北 8 转油站	20	25.5	346.8	0.041	0.094	0.29
葡北 10 油站	10	18.5	251.6	0.024	0.063	0.20
葡北 11 转油站	15	0.79	10.74	0.001	0.003	0.01
葡北 1 转油站	20	0.79	10.74	0.001	0.002	0.01
葡北 2 转油站	10	0.63	8.57	0.001	0.002	0.008
合计	/	46.21	628.45	0.068	0.164	0.518

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 3.4-21。

表 3.4-21 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间 h	
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率 %	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³		排放量 t/a
原油集输	油田区域	井场、集油间、转油站、集输系统等	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	178.6	/	0	排污系数法	/	/	178.6	8760
原油脱水	葡北 8 转油站	现有加热装置 8 台	颗粒物	实测法、产污系数法	346.8	11.9	0.041	/	0	排污系数法	346.8	11.9	0.041	8760
			SO ₂			27	0.094	/	0			27	0.094	
			NO _x			84	0.27	/	0			84	0.27	
	葡北 1 转油站	现有加热装置 8 台	颗粒物	实测法、产污系数法	251.6	9.4	0.024	/	0	排污系数法	251.6	9.4	0.024	8760
			SO ₂			25	0.063	/	0			25	0.063	
			NO _x			79	0.20	/	0			79	0.20	
	葡北 10 油站	现有加热装置 6 台	颗粒物	实测法、产污系数法	10.74	11.9	0.001	/	0	排污系数法	10.74	11.9	0.001	8760
			SO ₂			27	0.003	/	0			27	0.003	
			NO _x			84	0.01	/	0			84	0.01	
	葡北 2 转油站	现有加热装置 5 台	颗粒物	实测法、产污系数法	10.74	11.2	0.001	/	0	排污系数法	10.74	11.2	0.001	8760
			SO ₂			22	0.002	/	0			22	0.002	
			NO _x			89	0.01	/	0			89	0.01	
	葡北	现有加热	颗粒物	实测法、产	8.57	10.3	0.001	/	0	排污	8.57	10.3	0.001	8760

11 转 油站	装置 6 台	SO ₂	污系数 法	18	0.002	/	0	系 数 法	18	0.002
		NO _x		88	0.01	/	0		88	0.01

(2) 废水

运营期产生的废水主要为油水井修井废水、洗井废水及油井采出液分离出的含油污水。

①油水井修井废水、洗井废水

井下作业是运营期主要污染环节之一。主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。

油井作业周期约为 1 次/ 1.5 年，结合建设单位多年运营作业结果可知，油井修井废水产生量 60m³/井·次，即油井 3 年内作业 2 次，290 口油井共产生油井修井废水量约 11600m³/a；注入井作业周期约为 1 次/2 年，结合建设单位多年运营作业结果可知，注入井作业废水产生量 60m³/井·次，则本项目 237 口注入井共产生水井作业污水 7110m³/a。本项目油水井作业废水共产生 18710m³/a，其主要污染物为石油类、悬浮物。作业时需铺设防渗布，产生的废水通过罐车拉运到含油污水处理站进行处理，不外排。

另外本项目注入井井需进行洗井作业，注入井洗井周期为 1 年，洗井废水产生量 120m³/井·次，约 28440m³/a，不外排。此部分废水通过罐车拉运至葡二联含油污水处理站，处理达标后回注油层，不外排。

②油田采出水

依托葡二联脱水站气液分离过程产生的含油污水，泵送至葡二联污水处理站，出水满足“20、20”水质指标后回注油层，不外排。

根据项目开发方案，以本次产能注聚周期内最大采出液年份计算，则本项目油田采出水为 422.3×10⁴t/a。

表 3.4-22 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	4223000	/	/	泵送至葡二联污水处理站进行处理	/	/	/	/	/
井下作业	油水井	修井废水	石油类	类比法	18710	/	/	拉运至葡二联含油污水处理站进行处理	/	/	/	/	/
井下作业	水井	洗井废水	石油类	类比法	28440	/	/	拉运至葡二联含油污水处理站进行处理	/	/	/	/	/

本项目运营期水平衡见图3.4-13。

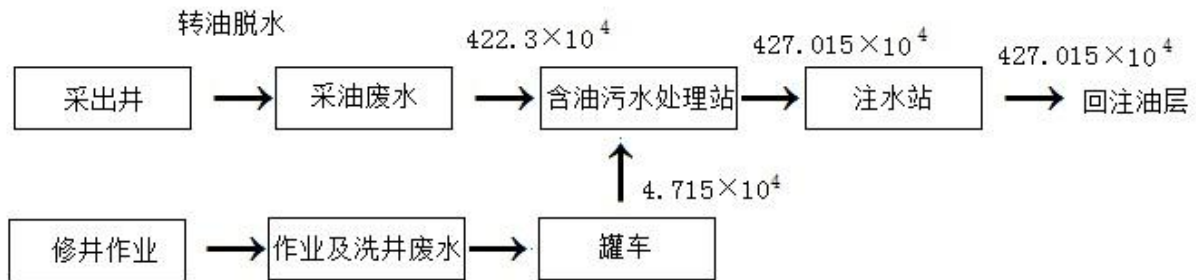


图3.4-13 项目运营期水平衡图

(3) 噪声

建设项目运营期噪声源主要是抽油机机械噪声、依托场站设备运行过程中产生的噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.4-23。

表 3.4-23 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、基础减振	-15	类比法	<65	24
配制站	分散装置	机泵	连续	类比法	80-85	低噪声设备、基础减振、厂房隔声	-25	类比法	<60	24

转油站	泵房	机泵	连续	类比法	80-85	低噪声设备、基础减振、泵房隔声	-25	类比法	<60	24
注入站	泵房	注入泵	连续	类比法	85-90	低噪声设备、基础减振、泵房隔声	-25	类比法	<60	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。

①含油污泥

本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备污泥的清理，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）。本工程建成后年产原油 0.4×10^4 t，则本工程年产油泥（砂）0.12t，统一收集送葡萄花含油污泥处理站处理，处理后的泥饼满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）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 9.7t/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，统一收集后送至葡萄花含油污泥处理站处理，处理后的泥饼满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）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，含油废防渗布共产生 8.8t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08。由建设单位收集后委托有资质单位处置。

表 3.4-24 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	处置量	
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	9.7t/a	9.7t/a	送葡萄花含油污泥处理站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				3.78t/a	3.78t/a	
井场	油井作业	含油防渗	HW49 其他废物	900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的	产污系数法	8.8t/a	8.8t/a	委托资质单位拉运处理

		布		废矿物油及含矿物油废物				
--	--	---	--	-------------	--	--	--	--

3.4.3.3 危险废物分析

表3.4-25 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	HW08 废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	071-249-08
产生量	9.7t/a	3.78t/a	8.8t/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 年
危险特性	T.1	T.1	T.1
污染防治措施	送葡萄花含油污泥处理站处理	送葡萄花含油污泥处理站处理	送至有资质单位进行处理

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3.4-26。

表3.4-26 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
废气	道路管线等施工现场	扬尘（颗粒物）	3t	3t	洒水抑尘、原料苫盖、无组织排放
	井场、场站等	非甲烷总烃	178.6t/a	178.6t/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	0.068t/a	0.068t/a	经加热炉 8m 以上排气筒达标排放
		SO ₂	0.164t/a	0.164t/a	
废水	试压废水	-	409.2t	0	进入集输系统后最终输至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排
	生活污水	COD、NH ₃ -N	144t	0	施工人员产生的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
	废压裂返排液	废压裂液	7056m ³	0	由罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站处理

	油田采出水	石油类	4223000 t/a	0	泵送至葡二联污水处理站进行处理后回注油层
	修井废水	石油类	18710t/a	0	拉运至葡二联含油污水处理站进行处理后回注油层
	洗井废水	石油类	28440 t/a	0	拉运至葡二联含油污水处理站进行处理后回注油层
固废	井场	废射孔液	25296m ³	0	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理
	施工废料	废泡沫	0.18t	0	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
	废旧设备	废线杆	10 根	0	全部回收至采油七厂资产库
	建筑垃圾	废砼块等建筑垃圾	120m ³	0	由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点
	含油污泥	石油类	368m ³	0	拉运至葡萄花含油污泥处理站处理
	生活垃圾	生活垃圾	3t	3t	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理
	油井井场	落地油	9.7t/a	0	送葡萄花含油污泥处理站处理后用于铺垫井排路
	井场、油气处理设备	含油污泥	3.78t/a	0	
	油井作业	含油防渗布	8.8t/a	0	委托资质单位拉运处理
噪声	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
	井场抽油机	65~75dB(A)		<60dB(A)	低噪声设备、基础减振
	配制站、转油站和注入站	80~90dB(A)		<60dB(A)	低噪声设备、基础减振、厂房隔声

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，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。本次工程污染物三本账见表3.4-26。

表3.4-26 项目污染物排放“三本账” 单位：t/a

名称	现有工程排放量	拟建工程排放量	以新带老削减量	排放总量	增加量
颗粒物	3.22	0.998	0.93	3.288	+0.068
SO ₂	6.55	2.054	1.89	6.714	+0.164
NO _x	24.99	7.718	7.20	25.508	+0.518
非甲烷总烃	611.9	178.6	176.6	790.5	+2

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%。

(4) 压裂液使用无毒无害可回收的压裂液，压裂返排液全部罐车收集，进罐率达到 100%，减少对环境的危害。

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，本次工程除一口注入井进行集输调整外，其余所有油水井均利旧原有集输管线、站间系统。

(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。

(3) 油田采出水处理

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

(4) 在井场、道路、集输管线等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达到 90% 以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

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》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见下表 3.5-1。

表3.5-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
----	-----------------------------	---------	-----

1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油水井均为利用井，新增永久占地面积较小，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	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	压裂作业采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉。	采出水并含油污水处理站处理满足标准后回注油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。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

根据上表可知，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

本项目位于黑龙江省大庆市大同区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，位于北纬46°36'30"~46°38'30"，东经124°55'0"~124°58'0"，本项目地理位置见附图1。

4.1.2 地形地貌

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

4.1.3 气象气候

大庆市气象局近20年气象观测资料显示，该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达2-2.2m。

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

气温：夏季雨热同期，冬季寒冷漫长，历年平均气温3.6℃，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

本工程开发区块周边主要分布2个较近的地表水体，分别为康家围子泡和建筑泡，康家围子泡位于本项目开发区域内，水域面积约1.15km²，主要为雨水汇集泡；建筑泡位于西9-斜E35南530m，水域面积约0.37km²，主要为雨水汇集自然泡沼。项目区域地表水系图见附图18。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1地质概况

区域地质构造位置处于大庆长垣东部，由于白垩系以来，大庆长垣以东地区持续上升，而且上升幅度较大，上部沉积的第三系地层被剥蚀，下部渐新统依安组地层沉积，第四系地层随着地层逐年沉积逐年被剥蚀，沉积厚度变薄。因此使得区域白垩系上统明水组比较发育，形成了一套河湖相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系上统依安组、白垩系上统明水组。

(1) 明水组一段 (K_2m_1)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0-40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回。两层灰黑色泥岩分布广泛而稳定，富含化石，底部有黄铁矿薄层。是整个松辽盆地的两个区域标准层。明水组一段厚度 90.0-121.0m。由北向南地层逐渐增厚。

明水组一段与下伏四方台组呈不整合接触。

(2) 明水组二段 (K_2m_2)

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。沉积韵律由下而上呈粗—细—粗—细规律变化，构成两个完整沉积旋回。泥岩质较纯，含钙质斑点或条带，局部可见铁质浸染的斑点。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是颜色混杂，以棕红色为主。

明水组二段区域分布，厚度 114.0-200.0m，厚度变化规律由南向北逐渐增厚。

明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

(3) 第三系始—渐新统依安组 (E_{2+3Y})

依安组下部为灰及深灰色、黑色泥岩、页岩，局部夹褐煤层，偶夹红色泥岩；底部为砂岩或砂砾岩（局部为泥砾岩）组成；上部为灰绿色、黄绿色泥岩、泥质粉砂岩，泥岩质纯。依安组为湖相沉积层，含有钙质团块或结核及铁锈。成岩性较差。

依安组沉积具有明显区域特征，区域上依安组地层分布不稳定，厚度115m-122m。依安组受构造影响由南向北增厚。

(4) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q_4)

主要分布在河漫滩冲积层、低平原内残留湖泊的沉积层及近代风砂层等。厚度不等，只有数米，分布不稳定。

②上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

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

③中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域,岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土,地层厚度较为均匀,微显层理,局部夹有粉细砂层,致密坚硬,局部由铁质浸染,地层厚度为20.0~25.5m。土质致密,渗透性较差,渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$,为区域弱透水层,由铁质浸染的斑点条带,含铁钙质结核及白色钙质斑点。

④白土山组 (Q₁)

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

第四系与下伏第三系依安组地层为不整合接触。区域综合水文地质图见附图8。

(5) 地质构造

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

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖,未发现断裂构造分布。

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

4.1.4.2项目区水文地质条件

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区,含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成,厚度1.5~2.5m。地下水水位埋深2.4~4.5m,弱富水性,单井涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$,该层水为大气降水的垂直入渗补给,无开采供水条件。

(2) 第四系下更新统白土山组松散岩类孔隙承压水

分布于全区,含水层主要由河湖相沉积的灰白色、杂色砂、砂砾石组成,偶夹粘土透镜体。含水层顶板埋深22.0~25.5m,含水层厚度8.5~13.5m,承压水头高度6~8m,

渗透系数 5.0~15.0m/d。富水性较强，单井涌水量为 1200~1500m³/d。地下水水位水化学类型为 HCO₃-Na 型水，矿化度 <0.5g/L，PH 值 7.10~8.20，总硬度（以 CaCO₃ 计）为 85.0~657.5mg/L。

（3）第三系依安组孔隙裂隙承压水含水层

依安组含水层主要由灰绿色砂岩组成，底部砂砾岩分布不稳定。依安组含水层为 1-4 个单层，单层厚度 4.5-44.0m，累积厚度 5-61m。厚度 50m 左右。含水层顶板埋深 45-55m，由南向北埋深增大；总体上由东向西增大。

依安组含水层分布很不稳定，区域大部分呈透镜体状分布。主要发育于地层上部，含水层透水性差，富水性不好，水力联系较差，一般不作为开采目的层。217mm 井管单井出水量可达 1000m³/d，原始静止水位埋深 5.0-10.0m。

（4）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

按其埋藏条件和含水层特点，分为明水组二段含水层和明水组一段含水层

①明水组二段含水层

明水组二段含水层主要由中粗砂岩组成。区域均有分布。明二段含水层沉积特征受构造运动的影响较大，分布不稳定，多以较大范围的透镜体分布。含水层单层较多，一般 2-10 层，单层厚度 3.0-12.0m，累计厚度 10.0-30.0m，局部最厚可达 85.0 m。含水层顶板埋藏深度 200.0-205.0m。

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

②明水组一段含水层

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

明水组一段含水层单层厚度较大，区域分布十分稳定，岩石颗粒较粗，有效孔隙度较大，富水性较强。在区域明水组一段含水层 273mm 井管单井出水量 1000-2360m³/d，

含水层由北向南富水性增强，区域水位最大埋深已达 43m。水文地质剖面 and 柱状图见附图 9 和附图 10。

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

评价区分布有康家围子泡，南部有建筑泡，东部有陈家大院泡，同时区域内也分布湿地，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北向南流。而其它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，地下水位是东高西低，地下水的径流方向则为由西北向东南。

(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。

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，白垩系承压水向西南流向了漏斗中心。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要目的层为白垩系明水含水层，含水层埋深200m-300m。根据统计资料，近年来地下水开采量呈逐年下降趋势。

4.1.5 土壤类型与植被分布

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为风沙土、草甸土。

(1) 草甸土

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

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

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

(2) 风沙土

风沙土是干旱与半干旱地区，沙化-风蚀-流沙过程形成的幼年土。主要分布在我国华北、东北、西北地区，以及黄河海河平原的古河道和滨海海滩区。风沙土颗粒组成均一，但质地粗，渗水快，漏肥漏水，养分水平低；颗粒团聚差，易被风吹蚀，流动。风沙土是不宜开垦农用，而应该封育植被，逐步提高植被覆盖率。当植被覆盖后，风沙土会逐渐由流动风沙土发育到半固定风沙土，再逐渐发育到固定风沙土阶段。风沙土因为日夜温差大，利于糖分积累，瓜果是适宜的农作物，花生也是适宜的作物。

(3) 植被分布

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

4.1.6 野生动物分布

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

项目所在地区内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布。

4.2 环境保护目标调查

本项目位于大庆市大同区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，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，本项目部分油水井位于康家围子泡湿地范围内，湿地保护级别为一般，湿地类型为永久性咸水湖；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2.6-4。

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境内，根据大庆市生态环境局发布的《2019年大庆市环境质量状况公报》报告可知，2019年大庆市城区环境空气质量优良天数为330天，环境空气质量优良率为90.4%，大庆市2019年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	15.00	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50.00	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	68.86	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.29	达标
CO	24小时平均第95位百分位数	900	4000	22.50	达标
O ₃	8小时平均值第90位百分位数	118	160	73.75	达标

根据表4.3-1可知，2019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 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本次评价在工程区域及下风向布设4个环境空气质量现状监

测点。项目区域冬季盛行西北风，因此本次监测委托大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 4 月 17 日~23 日对项目拟建井场及周边村屯进行环境空气现状监测，监测点位详见表 4.3-2、监测点位见附图 7。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点	坐标		监测指标	监测频次	相对方位	相对距离/m
		东经	北纬				
A1	葡 73-54 井	124.93338	46.63278	非甲烷总烃	连续监测七天，每天 02、08、14、20 时的小时浓度值及日均值		/
A2	王太生屯	124.91878	46.62080			20m	
A3	小姜家围子	124.96470	46.60902			90m	
A4	南 256-平 315	124.95526	46.59828			拟建井场	1000m

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合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。

(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：2021 年 4 月 17 日~23 日；

监测频次：连续监测 7 天，每天 02、08、14、20 时 4 个小时质量浓度值。

(4) 评价方法

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

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

非甲烷总烃浓度限值执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 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							
葡 73-54 井	124.9333 8	46.63278	非甲烷 总烃	1h	2	0.36~0.62	31.0	0	达 标
王太生 屯	124.9187 8	46.62080	非甲烷 总烃	1h	2	0.39~0.61	30.5	0	达 标
小姜家 围子	124.9647 0	46.60902	非甲烷 总烃	1h	2	0.34~0.57	28.5	0	达 标
南 256- 平 315	124.9552 6	46.59828	非甲烷 总烃	1h	2	0.35~0.54	27.0	0	达 标

评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³标准要求。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 地下水现状流场

(1) 承压水

参照水利部门现有地下水水位监测资料，项目区域监测井地下水位见表4.3-4，承压水等水位线图见附图11。评价区内地下水流总体由西北向东南，地下水水力坡度0.3-0.6%。

表 4.3-4 承压水地下水位监测结果

编号	监测点位置	井深m	水位埋深 (m)	地下水位m
S1	萨北	350	30.5	113.8
S2	龙凤	275	18.4	124.4
S3	刘高手	271	12.2	130.4
S4	卧里屯	305	10.3	133.5
S5	万宝山	285	9.1	133.2
S6	中内泡	157	6.4	134.8

(2) 潜水

参照水利部门现有地下水水位监测资料，对区域农村现有的灌溉井进行地下水监测，具体见表4.3-5，潜水地下水等水位线图见附图11。评价区内地下水流由北向南，地下水水力坡度0.3-0.6%。

表 4.3-5 潜水地下水位监测结果

编号	监测点位置	井深m	水位埋深 (m)	地下水位m
----	-------	-----	----------	-------

Q1	丰收	25	2.1	144.5
Q2	萨北	22	2.7	143.6
Q3	宝田	20	3.3	140.5
Q4	万宝山	15	3.5	140.0
Q5	中内泡	15	2.1	138.6

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 监测布点

由区域水文地质条件可知，区域潜水含水层埋深较浅，根据水位监测结果表明，区域潜水埋深变化较小，评价区域地下水潜水径流方向为东北向西南、承压水径流方向为东北向西南。

为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），按照二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个，且建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个的布点原则。

本次委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了监测。在区域布设7个地下水现状监测点，在地下水流向的上方布设了2个监测点，在地下水流向侧方向布设了2个监测点，在地下水流向的下方布设了3个监测点。具体监测点位置见附图7及表4.3-6。

表4.3-6 地下水现状监测点位

序号	点位	位置	井深	层位	水位	位置
U1	弓棚子屯水井	46.64063, 124.93896	15m	潜水	142.8	西 3-E24 东北 650m
U2	王太生屯水井	46.62090, 124.96847	18m	潜水	142.5	西丁 7-P1 东北 1200m
U3	南厢房水井	46.60504, 124.97205	22m	潜水	142.2	西 8-斜 E48 东 950m
U4	四撮房屯水井	46.64094, 124.92822	75m	承压水	136.2	西 3-E24 西北 580m
U5	翟生屯水井	46.60767, 124.95284	15m	潜水	142.1	西 8-斜 E44 南 125m
U6	唐花马屯水井	46.58759, 124.95056	80m	承压水	135.9	中 7-E47 南 2200m
U7	下洼子屯水井	46.62453, 124.93865	17m	潜水	142.5	西 5-E30 东 60m

(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

2021年4月18日监测，采样1次。

(4) 监测结果

监测结果见表4.3-7。

表4.3-7 地下水监测结果 单位：mg/L，pH 无量纲

监测项目	弓棚子（王家、潜水）	王太生（张家、潜水）	南厢房水井（潜水）	四撮房（白家、承压水）	标准限值
K ⁺	2.97	2.45	1.99	1.28	-
Na ⁺	32.2	53.7	49.8	42.5	≤200
Ca ²⁺	40.8	44.7	41.5	53.6	-
Mg ²⁺	11.9	26.2	29.2	7.2	-
HCO ₃ ⁻	215	285	264	196	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	-
Cl ⁻	29.3	49.8	51.3	36.4	-
SO ₄ ²⁻	22.1	33.4	42.7	28.3	-
pH	7.59	7.62	7.59	7.21	6.5~8.5
总硬度	152	221	225	147	≤450
溶解性总固体	430	606	593	427	≤1000
耗氧量	2.3	2.0	2.3	1.7	≤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	0.536	0.721	0.595	0.484	≤1.0
硝酸盐	3.74	3.15	2.75	1.71	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.301	0.285	0.324	0.185	≤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	0.27	0.27	0.29	0.25	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.09	0.08	0.11	0.05	≤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	12	10	13	7	≤100

续表4.3-7 地下水监测结果 单位：mg/L，pH 无量纲

监测项目	翟生屯（韩家、潜水）	唐花马屯（韩家、承压水）	下洼子（张家、潜水）	标准限值
------	------------	--------------	------------	------

K ⁺	3.04	1.26	2.61	-
Na ⁺	64.1	43.1	54.2	≤200
Ca ²⁺	49.8	52.5	77.6	-
Mg ²⁺	23.7	7.8	13.1	-
HCO ₃ ⁻	286	198	267	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	-
Cl ⁻	59.7	37.1	51.3	-
SO ₄ ²⁻	48.7	29.2	43.8	-
pH	7.79	7.48	7.44	6.5~8.5
总硬度	223	143	215	≤450
溶解性总固体	647	427	597	≤1000
耗氧量	2.2	1.8	2.1	≤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	0.599	0.491	0.645	≤1.0
硝酸盐	3.04	1.74	3.76	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.298	0.188	0.303	≤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	0.28	0.26	0.29	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.11	0.05	0.07	≤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	12	8	10	≤100

(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Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺（Na + K）、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻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4.3-8。

表4.3-8 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

离子	HCO ₃	HCO ₃ +SO ₄	HCO ₃ +SO ₄ +Cl	HCO ₃ +Cl	SO ₄	SO ₄ +Cl	Cl
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 4.3-9 和表 4.3-10。

表 4.3-9 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)
散户 4 水井 (白家、承压水)	K ⁺	0.033	0.636	5.161	3.18	0.37
	Na ⁺	1.848	35.806			
	Ca ²⁺	2.680	51.931			
	Mg ²⁺	0.600	11.626			
	HCO ₃ ⁻	-3.213	66.350	-4.843		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.040	21.476			
	SO ₄ ²⁻	-0.590	12.175			
散户 6 水井 (韩家、承压水)	K ⁺	0.032	0.624	5.181	2.64	0.37
	Na ⁺	1.874	36.167			
	Ca ²⁺	2.625	50.664			
	Mg ²⁺	0.650	12.545			
	HCO ₃ ⁻	-3.246	66.051	-4.914		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.060	21.570			
	SO ₄ ²⁻	-0.608	12.379			

表 4.3-10 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)
散户 1 水井 (王家、潜水)	K ⁺	0.076	1.689	4.508	3.37	0.35
	Na ⁺	1.400	31.057			
	Ca ²⁺	2.040	45.255			
	Mg ²⁺	0.992	21.999			
	HCO ₃ ⁻	3.525	73.092	4.822		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			

	Cl ⁻	0.837	17.360			
	SO ₄ ²⁻	0.460	9.548			
散户 2 水井 (张家、潜水)	K ⁺	0.063	0.922	6.816	0.18	0.50
	Na ⁺	2.335	34.255			
	Ca ²⁺	2.235	32.791			
	Mg ²⁺	2.183	32.033	6.791		
	HCO ₃ ⁻	4.672	68.801			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.423	20.953			
	SO ₄ ²⁻	0.696	10.247			
加油站水井 (潜水)	K ⁺	0.051	0.759	6.725	0.31	0.48
	Na ⁺	2.165	32.199			
	Ca ²⁺	2.075	30.857			
	Mg ²⁺	2.433	36.186			
	HCO ₃ ⁻	4.328	64.758	6.683		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.466	21.931			
	SO ₄ ²⁻	0.890	13.311			
散户 5 水井 (韩家、潜水)	K ⁺	0.078	1.063	7.330	0.54	0.54
	Na ⁺	2.787	38.022			
	Ca ²⁺	2.490	33.970			
	Mg ²⁺	1.975	26.944			
	HCO ₃ ⁻	4.689	63.283	7.409		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.706	23.023			
	SO ₄ ²⁻	1.015	13.694			
散户 7 水井 (张家、潜水)	K ⁺	0.067	0.905	7.395	4.52	0.51
	Na ⁺	2.357	31.866			
	Ca ²⁺	3.880	52.467			
	Mg ²⁺	1.092	14.762			
	HCO ₃ ⁻	4.377	64.795	6.755		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.466	21.697			
	SO ₄ ²⁻	0.913	13.508			

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、镁离子、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+Mg (U2、U3、U5)，5-A型淡水，HCO₃—Na+Ca (U1、U7)，4-A型

淡水。承压水化学类型为：HCO₃—Na+Ca（U4、U6），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4.3-11。

表4.3-11 地下水环境现状评价结果表

项目	1（王家、潜水）	2（张家、潜水）	3（潜水）	4（白家、承压水）	5（韩家、潜水）	6（韩家、承压水）	7（张家、潜水）	标准
Na ⁺	0.161	0.269	0.249	0.271	0.321	0.216	0.271	<200

pH	0.393	0.413	0.393	0.293	0.527	0.320	0.293	6.5~8.5
总硬度	0.338	0.491	0.500	0.478	0.496	0.318	0.478	≤450
溶解性总固体	0.430	0.606	0.593	0.597	0.647	0.427	0.597	≤1000
耗氧量	0.767	0.667	0.767	0.700	0.733	0.600	0.700	≤3.0
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
氟化物	0.536	0.721	0.595	0.645	0.599	0.491	0.645	≤1.0
硝酸盐	0.187	0.158	0.138	0.188	0.152	0.087	0.188	≤20
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/	≤0.1
氨氮	0.602	0.570	0.648	0.606	0.596	0.376	0.606	≤0.5
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
砷	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铅	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铁	0.900	0.900	0.967	0.967	0.933	0.867	0.967	≤0.3
汞	/	/	/	/	/	/	/	≤0.001
锰	0.900	0.800	1.100	0.700	1.100	0.500	0.700	≤0.1
镉	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
石油类	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0
菌落总数	0.120	0.100	0.130	0.100	0.120	0.080	0.100	≤100

从上表我们可以看出，除锰外，其他监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。

锰超标：是因为区域地层有较丰富的锰的原因，根据《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省水污染防治工作方案的通知》黑政发[2016]3号2016.1.10)附件3地下水监测水质清单，大庆地区潜水和承压水均存在铁、锰超标的现象，所以推断锰的超标属于地质原因。本工程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。

4.3.2.4 包气带污染现状调查

(1) 调查点位

在可能造成地下水污染的已建场站和井场开展包气带污染现状调查，调查点位见表4.3-12和附图7。

表4.3-12 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
V1	南 256-平 315 已建井井场	0~20cm、20~40cm	124.93742, 46.620218 污染控制点

序号	监测点	采样深度	备注
V2	南 256-平 315 井场南侧 50m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
V3	葡 73-54 已建井井场	0~20cm、20~40cm	124.92631, 46.61855 污染控制点
V4	葡 73-54 井场外东侧 10m 低洼草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点

(2) 调查项目

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚。

(3) 调查时间与频次

2021 年 4 月 17 日进行一次调查。

(4) 监测结果

监测结果见表4.3-13。

表4.3-13 包气带监测结果 单位：mg/L (pH无量纲)

监测时间	2021.4.17			
监测项目	南 256-平 315 已建井井场		南 256-平 315 井场南侧 50m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.47	8.35	7.96	7.88
铅	5.6	5.3	5.4	5.1
总铬	0.19	0.18	0.15	0.14
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.19	0.16	0.15	0.13
挥发酚	0.0030	0.0025	0.0017	0.0015
监测项目	葡 73-54 已建井井场		葡 73-54 井场外东侧 10m 低洼草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.28	8.21	7.95	7.83
铅	5.5	5.2	5.4	5.3
总铬	0.18	0.16	0.14	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.18	0.17	0.16	0.12
挥发酚	0.0027	0.0024	0.0018	0.0013

从表4.3-13中可以看出，评价区域内污染调查点浓度与清洁对照点相比没有明显变化，说明评价区域内包气带有轻微程度污染。

4.3.3 地表水环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级B评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，2021年4月18~19日对建设项目周边的地表水体康家围子泡进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设2个地表水监测点，分别为康家围子泡边缘及中间，监测点布设情况见表4.3-14和附图7。

表4.3-14 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
W1	康家围子泡	区块内	124.92600,46.60973
W2	白坟泡	区块内	124.92433,46.61273

(2) 监测因子

pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、COD_{Cr}。

(3) 监测频率

监测一期，一次性监测。

(4) 监测结果

水质监测数据见表4.3-15。

表4.3-15 地表水监测结果

监测时间	2021.04.18	2021.04.19
监测点位	康家围子泡	
	DB210418H01	DB210419H01
pH	7.96	7.87
COD _{Cr}	74	71
氨氮	0.745	0.739
石油类	0.01L	0.01L
硫化物	0.005L	0.005L
挥发酚	0.0003L	0.0003L
监测点位	白坟泡中间	
	DB210418H02	DB210419H02
pH	8.47	8.48
COD _{Cr}	68	67

氨氮	0.668	0.664
石油类	0.01L	0.01L
硫化物	0.005L	0.005L
挥发酚	0.0003L	0.0003L

4.3.3.2地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

式中： $S_{i,j}$ ——评价因子*i*的水质指数，大于1表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$ ——评价因子*i*在*j*点的实测统计代表值，mg/L；

$C_{s,i}$ ——评价因子*i*的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数评价公示如下：

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = |DO_f - DO_j| / (DO_f - DO_s) \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ ——溶解氧的标准指数，大于1表明该水质因子超标；

DO_j ——溶解氧在*j*点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f ——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ；对于盐度比较高的湖泊、水库及入海河口、近岸海域， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ；

S ——实用盐度符号，量纲为1；

T ——水温，℃。

pH值指数计算公式如下：

当 $pH_j \leq 7.0$ 时

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

当 $pH_j > 7.0$ 时

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH值的单项指数；

pH_j ——*j*点pH值监测值；

pH_{su} ——水质标准中pH值上限；

pH_{sd} ——水质标准中pH值下限。

(2) 执行标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），无关于康家围子泡功能区划，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求。

(3) 评价结果

地表水评价结果详见表4.3-16。

表4.3-16 地表水环境质量评价结果统计一览表

监测时间	2021.04.18	2021.04.19
监测点位	康家围子泡	
pH	0.48	0.44
COD _{Cr}	1.85	1.78
氨氮	0.37	0.37
石油类	/	/
硫化物	/	/
挥发酚	/	/
监测点位	白坟泡	
pH	0.735	0.74
COD _{Cr}	1.70	1.68
氨氮	0.33	0.33
石油类	/	/
硫化物	/	/
挥发酚	/	/

由评价结果可知，监测时段康家围子泡环境质量除COD超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，根据现场调查可知COD超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

4.3.4 声环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本次委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了声环境质量现状监测。监测点

布设情况见表4.3-17和附图7。

表4.3-17 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	丁家围子屯	124.93242, 46.63278	拟建井场
N2	四撮房屯	124.96470, 46.60902	
N3	翟生屯	124.91878, 46.62080	

(2) 监测时间

监测时间：2021年4月20日-21日。

(3) 监测结果

声环境质量现状监测结果见表4.3-18。

表4.3-18 声环境质量现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2021.4.20		2021.4.21	
	昼间	夜间	昼间	夜间
丁家围子屯	51.5	49.8	50.9	49.6
四撮房屯	46.4	44.7	46.8	44.9
翟生屯	47.1	44.8	47.2	44.5
标准	60	50	60	50

4.3.4.2 现状评价及结果

由上表可知，本项目声环境质量噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，所有监测点昼间、夜间均达标。

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风沙土、草甸土。本项目区域土壤类型见附图14。

(1) 草甸土

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

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

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

(2) 风沙土

风沙土是干旱与半干旱地区，沙化-风蚀-流沙过程形成的幼年土。主要分布在我国华北、东北、西北地区，以及黄河海河平原的古河道和滨海海滩区。风沙土颗粒组成均一，但质地粗，渗水快，漏肥漏水，养分水平低；颗粒团聚差，易被风吹蚀，流动。风沙土是不宜开垦农用，而应该封育植被，逐步提高植被覆盖率。当植被覆盖后，风沙土会逐渐由流动风沙土发育到半固定风沙土，再逐渐发育到固定风沙土阶段。风沙土因为日夜温差大，利于糖分积累，瓜果是适宜的农作物，花生也是适宜的作物。

4.3.5.2 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2021年4月17日对评价区域内土壤理化性质进行监测调查，详见表4.3-19。

表4.3-19 土壤理化性质调查表

时间		2021.4.17		
点号		南256-平315井场占地内		
经纬度		124.93742, 46.620218		
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	8.28	8.32	8.29
	阳离子交换(cmol+/kg)	14.2	12.4	11.9
	氧化还原电位 (mv)	235	212	198
	饱和导水率(μm/s)	1.212	1.028	0.972
	土壤容重 (g/cm ³)	1.41	1.33	1.29
	孔隙度(%)	46.8	49.8	51.3

4.3.5.3 土壤采样及监测

(1) 土地利用类型

从现场调查情况看，拟建占地范围内为草地，由于工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。

(2) 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、场站内等、井场外草地等），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（包括井场外草地和转油站外草地），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，在区域内共设11个土壤监测点，其中区域内表层样2个，区域外表层样4个。区域内柱状样5个，监测布点见表11-10，本项目土壤监测点位见附图。取样深度：表层样采样深度0-0.2m；柱状样取样深度分别为：0-0.5m、0.5m-1.5m、1.5-3m。监测布点见表4.3-20和附图7。

表4.3-20 土壤监测点位置及土壤现状

序号		位置	经纬度坐标	
占地范围内	柱状点	T1	葡84-902井场占地范围内	124.94171, 46.615526
		T2	南256-平315井场占地内	124.91172, 46.621088
		T3	葡73-54井场占地内	124.91917, 46.60623
		T4	太南2-2集油间占地范围内	124.94064, 46.62390
		T5	葡北10号站加热炉区	124.93696, 46.61270
	表层点	T6	葡10-9-47井场占地内	124.92022, 46.62203
		T7	葡160-40井场占地内	124.91228, 46.63128
占地范围外	表层点	T8	翟生屯居住用地	124.93430, 46.63482
		T9	葡73-54井场南侧100m低洼草地	124.91172, 46.62108
		T10	葡10-9-47井场西侧100m耕地	124.93431, 46.62794
		T11	葡79-79西侧100m草地	124.94145, 46.60809

(3) 监测项目

土壤环境现状监测因子包括基本因子和特征因子，基本因子为标准中的基本项目，结合土地类型选取，本项目特征因子为石油烃。

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（C₁₀-C₄₀），共47项。

农用地：pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀），共10项。

(4) 监测时间及频率

监测频率：2021年4月17日一次性采样

(5) 监测结果

土壤监测结果见表4.3-21。

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

监测时间	2021.4.17					
监测项目	测点位及监测结果					
	(T1)			(T2)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.27	8.20	8.09	8.09	8.19	8.22
镉 (Cd)	0.11	0.10	0.08	0.12	0.13	0.10
汞 (Hg)	0.024	0.027	0.015	0.021	0.018	0.022
砷 (As)	3.80	3.65	3.74	3.64	3.72	3.69
铅 (Pb)	20	21	17	14	18	20
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	15	18	14	16	17	20
镍 (Ni)	21	20	22	22	24	21
含盐量	1300	1150	1090	1290	1220	1110
监测项目	测点位及监测结果					
	(T3)			(T4)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.25	8.30	8.17	8.14	8.18	8.10
镉 (Cd)	0.13	0.11	0.12	0.10	0.09	0.11
汞 (Hg)	0.017	0.019	0.020	0.020	0.017	0.016
砷 (As)	3.77	3.81	3.75	3.67	3.79	3.54
铅 (Pb)	15	17	19	15	19	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	14	15	18	18	20	13
镍 (Ni)	19	21	23	21	19	24
含盐量	1210	1230	1170	1290	1200	1130
监测项目	测点位及监测结果					
	(T5)			(T6)	(T7)	
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	
pH	8.32	8.21	8.27	8.08	7.95	
镉 (Cd)	0.12	0.10	0.08	0.09	0.08	
汞 (Hg)	0.021	0.019	0.018	0.014	0.017	
砷 (As)	3.74	3.61	3.53	3.55	3.51	
铅 (Pb)	19	17	14	17	14	

铬(六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜(Cu)	20	16	17	12	14
镍(Ni)	25	23	22	19	20
含盐量	1300	1240	1150	1250	1130

表4.3-21 建设用地土壤环境监测结果(挥发、半挥发有机物单位: mg/kg (pH无量纲))

监测时间	2021.4.17						
监测项目	测点位及监测结果			监测项目	测点位及监测结果		
	T1~T7				T1~T7		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm		0-50cm	50-150cm	150-300cm
苯	未检出	未检出	未检出	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	三氯乙烯	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	硝基苯	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	苯胺	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	2-氯酚	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	蒈	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	萘	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[b]荧蒎	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[k]荧蒎	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出

顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烯	未检出	未检出	未检出				

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

监测时间	2021.4.17	
监测项目	监测点位及监测结果	
	(T8)	(T9)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.66	7.54
镉 (Cd)	0.09	0.08
汞 (Hg)	0.015	0.017
砷 (As)	3.72	3.69
铅 (Pb)	14	15
铬 (Cr)	44	47
铜 (Cu)	15	17
镍 (Ni)	21	19
锌(Zn)	46	52
含盐量	1070	1220
监测项目	监测点位及监测结果	
	(T10)	(T11)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.63	7.59
镉 (Cd)	0.09	0.10
汞 (Hg)	0.013	0.015
砷 (As)	3.80	3.74
铅 (Pb)	17	14
铬 (Cr)	43	51
铜 (Cu)	15	13
镍 (Ni)	21	19
锌(Zn)	48	52
含盐量	1130	1090

4.3.5.4 评价标准及方法

(1) 评价标准

本项目所在区域内建设用地T1-T7的土壤采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；农用地T8-T11的土壤采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

(2) 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）。

(3) 评价结果

土壤评价结果见表4.3-22。

表4.3-22 建设用地土壤环境现状监测评价结果（重金属和无机物）

监测时间	2021.4.17					
监测项目	测点位及监测结果					
	(T1)			(T2)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	/	/	/	/	/	/
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.001	0.002	0.002	0.002
汞 (Hg)	0.001	0.001	0.000	0.001	0.000	0.001
砷 (As)	0.063	0.061	0.062	0.061	0.062	0.062
铅 (Pb)	0.025	0.026	0.021	0.018	0.023	0.025
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.023	0.022	0.024	0.024	0.027	0.023
含盐量	/	/	/	/	/	/
监测项目	测点位及监测结果					
	(T3)			(T4)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	/	/	/	/	/	/
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.002	0.002	0.001	0.002
汞 (Hg)	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000

砷 (As)	0.063	0.064	0.063	0.061	0.063	0.059
铅 (Pb)	0.019	0.021	0.024	0.019	0.024	0.021
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.021	0.023	0.026	0.023	0.021	0.027
含盐量	/	/	/	/	/	/
监测项目	测点位及监测结果					
	(T5)			(T6)	(T7)	
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	
pH	/	/	/	/	/	
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	
汞 (Hg)	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	
砷 (As)	0.062	0.060	0.059	0.059	0.059	
铅 (Pb)	0.024	0.021	0.018	0.021	0.018	
铬 (六价)	/	/	/	/	/	
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	
镍 (Ni)	0.028	0.026	0.024	0.021	0.022	
含盐量	/	/	/	/	/	

续表4.3.22 土壤环境现状监测评价结果（挥发、半挥发有机物）

监测时间	2021.4.17						
监测项目	测点位及监测结果			监测项目	测点位及监测结果		
	T1~T7				T1~T7		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm		0-50cm	50-150cm	150-300cm
苯	未检出	未检出	未检出	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	三氯乙烯	未检出	未检出	未检出

邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	硝基苯	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	苯胺	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	2-氯酚	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	蒾	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	萘	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出				

续表4.3-22 农用地土壤环境现状监测评价结果

监测时间	2021.4.17	
监测项目	监测点位及监测结果	
	(T8)	(T9)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	/	/
镉 (Cd)	0.150	0.133
汞 (Hg)	0.004	0.005
砷 (As)	0.149	0.148
铅 (Pb)	0.082	0.088
铬 (Cr)	0.176	0.188
铜 (Cu)	0.150	0.170

镍 (Ni)	0.111	0.100
锌(Zn)	0.153	0.173
含盐量	/	/
监测项目	监测点位及监测结果	
	(T10)	(T11)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	/	/
镉 (Cd)	0.150	0.167
汞 (Hg)	0.004	0.004
砷 (As)	0.152	0.150
铅 (Pb)	0.100	0.082
铬 (Cr)	0.172	0.204
铜 (Cu)	0.150	0.130
镍 (Ni)	0.111	0.100
锌(Zn)	0.160	0.173
含盐量	/	/

本项目开发区域评价范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求；区域外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表1筛选值要求。上表显示，监测点位的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值，土壤环境质量状况良好。

4.3.6 生态环境现状调查与评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本工程位于 I -06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该区主要生态问题包括土地盐渍化和土地沙漠化敏感性为轻度敏感，绝大对数地区生物多样性敏感性为高度敏感。保护措施与发展方向为逐步恢复草原面积，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。

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4.3-23。生态功能区划图见附图15。

表4.3-23 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、林地、水域及工矿用地等，草地主要为一般草地，林地为人工种植的护路林和景观林，项目区域土地利用现状图见附图12、本项目生态评价范围内土地利用类型见表4.3-24。

表4.3-24 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	337.5	48.4
2	林地	121.8	17.4
3	商服用地	1.5	0.2
4	工矿仓储用地	68.2	9.8
5	住宅用地	23.7	3.4
6	水域	145.3	20.8
合计		698	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 sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictretum simplex*)、羊草-拂子茅群丛 (*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛 (*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus chinensis-Chloris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus chinensis-Artemisetum*) 等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

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 sieversiana var. suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。马蔺草甸 (Form. *Iris ensata*)。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草 (*Carex enervis*)、走茎苔草 (*C. reptabunda*)、寸草、羊草、赖草及芨芨草 (*Achnatherum splendens*)，其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸 (Form. *Suaedion 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。

4.3.6.3 动物现状调查

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。

4.3.6.4 对湿地的调查

根据《黑龙江省湿地名录》，本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图县境内，本项目涉及的湿地为康家围子泡湿地、建筑泡湿地，具体位置见附图4。

建筑泡湿地为永久性咸水湖，保护级别为一般，湿地面积为 37.26hm²，天然泡沼，被油田道路现分隔成多个小水泡；康家围子泡湿地为永久性咸水湖，保护级别为一般，湿地面积为 115.36hm²，天然泡沼，被油田道路现分隔成多个小水泡。上述湿地无重要保护鸟类栖息地分布。

工程建设阶段，建设单位应制定湿地保护的生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境，施工结束后及时清理场地，恢复湿地原貌。本工程需在施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位进行平整，保证湿地面积不减少，同时本工程占用的湿地面积较少，通过采取以上恢复措施后，工程建设对湿地的影响可接受。

4.3.6.5 生态系统现状

(1) 植被群落与分布

草地主要集中分布于评价区内北部和东部地区，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。

4.3.6.6 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以草地生态系统为主，为保护区域盐碱草地生态环境，采油七厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域盐碱草地生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了播撒草种等生态恢复措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域盐碱草地生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域盐碱地生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重盐碱地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.7 生态环境现状评价结论

本项目区块位于大庆市大同区，评价范围内的生态系统类型为以草地生态系统为主。该区块已开发多年，油水井分布在草地中，与自然草原形成了复合的生态系统。作为油田开发的老区，自然生态系统现状为油田设施占用了大量草原，人为干扰相对频繁，由于该地区主要是盐碱草地，受干扰后草地恢复较慢，生态环境质量一般。

4.4 区域环境污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，项目建设区域位于大庆油田已开发的区域，开发范围外5km范围内主要为建筑用地（油田工矿用地）、荒草地、油田场站和村屯等，污染源主要为本工程依托转油站产生的非甲烷总烃、生活污水、场站机泵噪声、含油污泥、废滤料等污染物；以及区域已建油井运行时产生的非甲烷总烃无组织挥发和抽油机运行噪声，项目区域无其他工业企业等环境污染源。

5 环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 气候概况

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

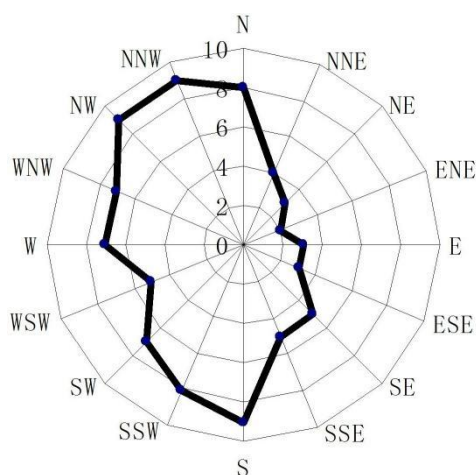


图5.1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期空气环境影响分析

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。

5.1.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

(1) 污染源调查

结合场站加热炉运行现状，按最不利情景考虑，各场站新增负荷全部依托站内一台排气筒高度最低的加热炉，按此预测情景，本工程新增负荷后依托场站污染源点源情况见表5.1-1。

表5.1-1 点源参数表

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱高度(m)	烟囱出口内径m	烟气流速m/s	烟气温 度℃	年排 放小 时数h	排 放 工 况	污染物排放情况 (t/a)		
	东经	北纬							颗粒物	SO ₂	NO _x
葡北8转油站	124.92600	46.61880	20	0.8	2.3	95	8760	正常	0.041	0.094	0.29
葡北10油站	124.91352	46.63487	10	0.3	2.8	94	8760	正常	0.024	0.063	0.20
葡北11转油站	124.91144	46.62120	15	0.5	2.5	95	8760	正常	0.001	0.003	0.01
葡北1转油站	124.93559	46.62490	20	0.5	2.5	97	8760	正常	0.001	0.002	0.01
葡北2转油站	124.93066	46.60136	10	0.6	2.4	94	8760	正常	0.001	0.002	0.008

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，非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间等位置，均以面源形式排放。本项目区块内9口油井分布相对集中，且主要依托场站均在区块内部，综合考虑将项目区块作为面源、将无组织挥发的非甲烷总烃（项目全部）作为源强，面源污染源参数见表5.1-2。

表5.1-2 面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排 放小 时数/h	排 放 工 况	污染物排放速 率/(kg/h)
	东经	北纬								非甲烷总烃
产能区域	124.91515	46.61071	148	3500	3300	0	3	8760	连续	20.38

(2) 估算模式计算结果

点源预测结果见表5.1-3，面源预测结果见表5.1-4。

表5.1-3 点源预测估算模型计算结果表

名称	最大落地距离	污染物	预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
葡北 8 转油站	74m	颗粒物	0.000088	0.02
		SO ₂	0.000201	0.04
		NO _x	0.00062	0.25
葡北 1 转油站	173m	颗粒物	0.00036	0.08
		SO ₂	0.000947	0.19
		NO _x	0.003003	1.20

葡北 10 油站	22m	颗粒物	0.000005	0.00
		SO ₂	0.000014	0.00
		NO _x	0.000048	0.02
葡北 2 转油站	350m	颗粒物	0.000003	0.00
		SO ₂	0.000007	0.00
		NO _x	0.000034	0.01
葡北 11 转油站	25m	颗粒物	0.000005	0.00
		SO ₂	0.00001	0.00
		NO _x	0.000042	0.02

表5.1-4 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	0.062603	3.13
100.0	0.063125	3.16
500.0	0.069147	3.46
1000.0	0.073237	3.66
1500.0	0.076581	3.83
2000.0	0.079152	3.96
2325.0	0.081455	4.07
2500.0	0.063734	3.19
下风向最大浓度及占标率	0.081455	4.07
下风向最大浓度出现距离 (m)	2325	/
D10%最远距离	/	/

从上表可以看出，本项目依托转油站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离74m、173m、22m、350m、25m，SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。本项目面源区域排放的主要污染物 VOCs（以非甲烷总烃计）最大落地距离2325m，最大地面浓度为0.081455mg/m³，能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准值：4.0mg/m³，对周围大气环境的贡献值较小。

（3）污染物排放量核算

本项目大气污染物有组织排放量核算表见5.1-5、无组织排放量核算表见5.1-6。

表5.1-5 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/ (mg/m^3)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
一般排放口					
1	葡北8转油站	颗粒物	12.3	0.05	0.041
		SO ₂	27.3	0.11	0.094

		NOx	90.3	0.35	0.29
2	葡北 1 转油站	颗粒物	10	0.04	0.024
		SO ₂	23.5	0.09	0.063
		NOx	83.2	0.31	0.2
3	葡北 10 油站	颗粒物	12.3	0.04	0.001
		SO ₂	27.3	0.09	0.003
		NOx	90.3	0.31	0.01
4	葡北 2 转油站	颗粒物	11.8	0.18	0.001
		SO ₂	22.8	0.35	0.002
		NOx	91.5	1.39	0.01
5	葡北 11 转油站	颗粒物	10.7	0.03	0.001
		SO ₂	17.3	0.04	0.002
		NOx	90	0.23	0.008
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.164
		NOx			0.518
		颗粒物			0.068

表5.1-6 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放编号	产污环节	污染物	主要防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (μg/m ³)	
1	项目区域	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《大气污染物综合标准》(GB16297-1996)	4000	178.6
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		178.6	

5.1.2.3 大气环境影响评价结论

本工程施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除。

工程运营期无组织排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定要求，加热炉有组织排放的废气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表1已建锅炉大气污染物排放浓度限值，对项目附近敏感点影响较小，项目建设对环境空气质量影响很小。项目大气环境影响评价自查表见表5.1-7。

表5.1-7 大气环境影响评价自查表

工作内容	葡萄花油田及周边区块长关井治理工程
------	-------------------

评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>					
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	<input type="checkbox"/> 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	(2019) 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> -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: (178.6) t/a				

注：“”为勾选项，填“√”；“() ”为内容填写项

5.2 水环境影响预测与评价

5.2.1 地表水环境影响分析

本项目现有工程产生的废水主要为依托场站值班人员产生的生活污水、原油集输过程中产生的采出液以及现有油水井作业产生的含油污水。

值班人员产生的生活污水排入场站内已建的防渗旱厕，定期清掏堆肥。原油集输过程中产生的采出液由已建集输管道输至葡二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排；现有油水井作业产生的含油污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。本项目现有工程水环境无环境问题。

5.2.1.1 施工期水环境影响分析

施工过程中对地表水体可能造成污染的污染源主要为：新建管线产生的试压废水以及施工营地产生的生活污水。

(1) 试压废水

本项目施工期试压废水进入集输系统后最终输至葡二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

(2) 生活污水

本项目施工人员产生的生活污水排入本项目场站及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。

(3) 废压裂返排液

本项目对部分利用井进行压裂完井，井场铺垫防渗布，压裂返排液集中回收进入罐车，由罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站处理后进入污水处理站，处理达标后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

5.2.1.2 运营期水环境影响分析

(1) 产液分离水对地表水环境影响

本工程运行期污水为产液分离废水、油水井作业污水及洗井污水。

产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，由管线输至葡二联含油污水处理站处理后；油水井作业污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排。

葡二联含油污水处理站采用“污水站采用序批式沉降处理（一级曝气气浮沉降罐→二级曝气气浮沉降罐）→一级双层滤料过滤罐→二级双层滤料过滤罐”处理工艺，处理后的污水满足“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”标准后回注油层。本次产能规划三元采出水主要在聚中十六放水站放出，放出水一部分回掺，剩余输送至葡二联污水站，污水站设计规模为 $27000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际本次产能最大放水量

15658m³/d，负荷率57.9%，可以满足本项目要求。

根据2021年4月18日至19日对葡二联污水处理站出水水质监测数据可知其含油量4.14~7.22mg/L，悬浮物固体为1~3mg/L，能够满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值，不会对地表水体产生影响。

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

（2）修井废水和洗井废水对地表水环境影响

本项目针对油水井修井废水、水井洗井废水采取的污染防治措施如下：

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

② 油井修井作业过程中产生的污油污水经罐车进行回收，使作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，然后通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理；水井作业过程中采用罐车对作业污水进行回收，最终经葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

③ 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染周边地表水环境。

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

5.2.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.2.1 施工期地下水环境影响分析

本项目施工期产生的废水主要为管线试压废水和施工人员产生的生活污水，管线试压废水较清洁，由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排，本项目施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。废压裂返排液由罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站处理后进入污水处理站，处理达标后回注油层，不外排，通过采取上述措施，项目施工期不会对地下水环境造成影响。

5.2.2.2 油井泄漏事故对地下水环境影响预测与评价

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

（1）泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。本工程单口油井最大产油量为3.6t/d，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360kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，同时参考当地同类环评报告书，综合考虑，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水动力弥散模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

连续注入示踪剂—平面连续点源

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

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

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x, y, t)——t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——承压含水层的厚度，m；

m_t ——单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

U——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T ——横向 y 方向的弥散系数 m^2/d ；

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，承压含水层的有效影响厚度 M：含水层厚度采用 20m。水流速度 u：根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确

定 ($K=2.5\text{m/d}$)，水力坡度 $I=0.0006$ ，水流速度为 0.005m/d 。

有效孔隙度 n_e : 30%

弥散系数: 纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素, 参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料, 评价时分别取: 有效孔隙度 n 为 0.3; 水流速度 u 为 0.005m/d , 纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$, 水利坡度 $I=0.0006$, 横向弥散系数 $0.03\text{m}^2/\text{d}$, 含水层厚度 20m。

(5) 预测结果

表 5.2-1 油井套管石油类泄露 100d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

x轴 \ y轴	-40m	-20m	0	20 m	40m
20m	0	2.08E-13	2.11E-12	3.50E-13	0
10m	5.96E-05	4.79E-02	5.59E-01	8.05E-02	1.69E-04
0	4.81E-01	8.11E+02	2.17E+05	1.36E+03	1.36E+00
-10m	5.96E-05	4.79E-02	5.59E-01	8.05E-02	1.69E-04
-20m	0	2.08E-13	2.11E-12	3.50E-13	0

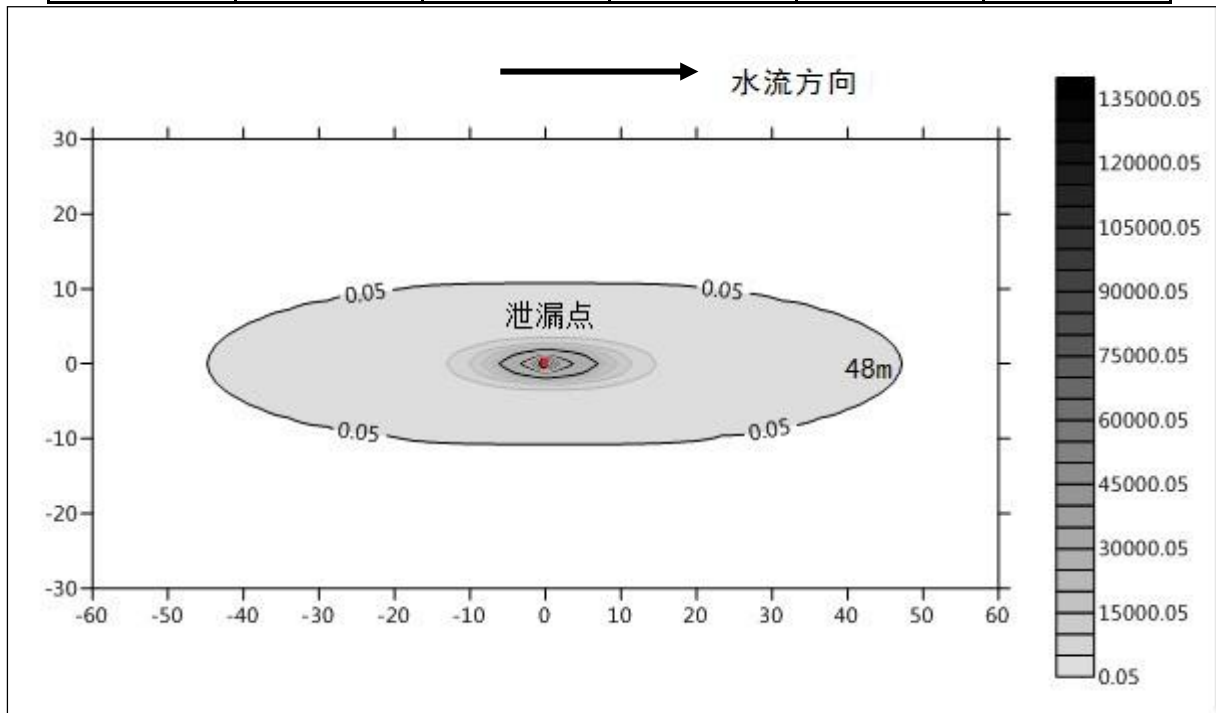


图 5.2-1 油井套管石油类泄露 100d 预测范围示意图

表 5.2-2 油井套管石油类泄露 1000d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

x轴 \ y轴	-90m	-60m	-30m	0m	50m	100m	150m
30m	0	0	5.41E-01	1.32E+00	0	0	0
10m	8.23E+00	1.94E+02	1.92E+03	6.00E+03	1.69E+03	3.22E+01	6.11E-02

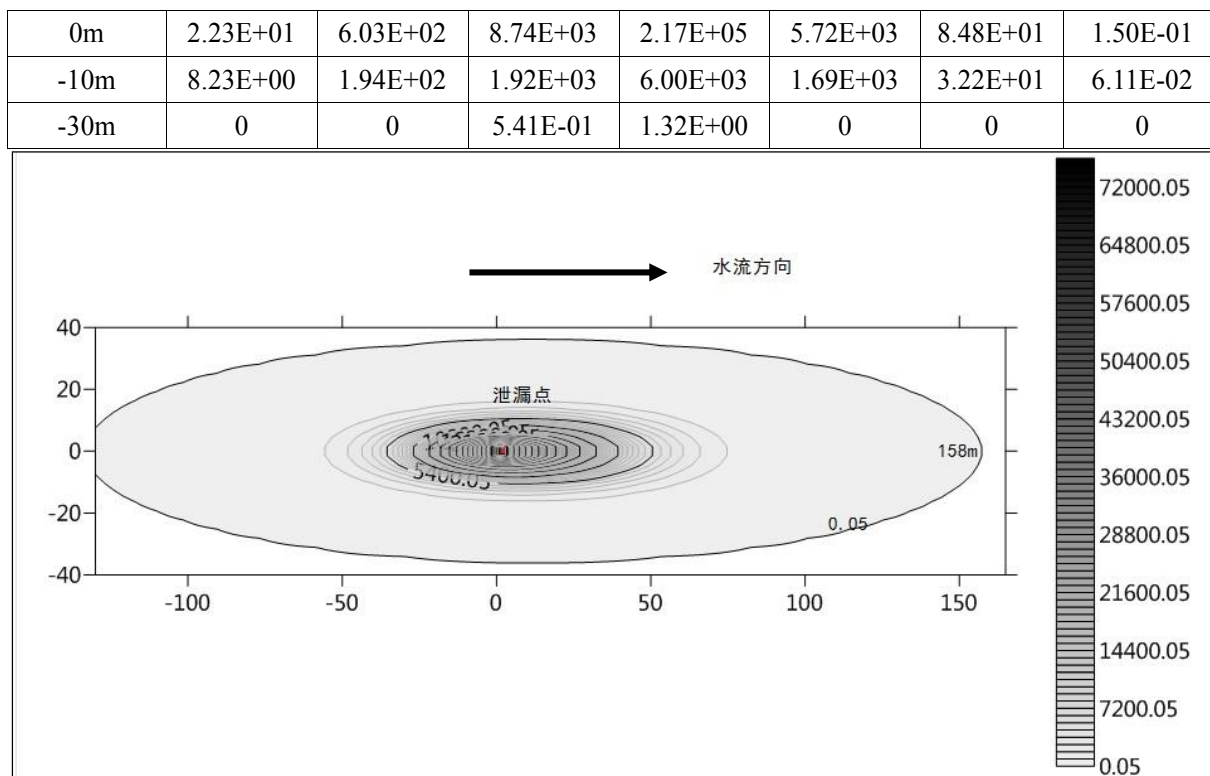


图 5.2-2 油井套管石油类泄漏 1000d 预测范围示意图

根据预测结果可知，在油井套管破损后，随着时间增加，污染范围有所增加，油井套管泄漏100d、1000d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游方向分别为48m、158m，在此范围内无饮用水井分布（油井距最近承压水井为下游2200m的散户韩家水井），事故情况下长期泄漏存在污染的可能，由于工程采油地下井管使用双层套管，发生泄漏的可能性很小，通过跟踪监测避免对地下水井的污染。

5.2.2.3 集油管线泄漏事故对地下水环境影响

(1) 泄漏源强

事故情况下集油管线泄漏主要影响潜水层位，本项目单井产油量最大为 3.6t/d，最大平台井场布设 6 口油井，假设其集油管线发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于集油管线设有实时监控系统，在 1h 内可发现泄漏状况，采取关闭阀组等措施，其泄漏原油量 90kg。

(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、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在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，挥发酚的含量远低于石油，同时参考当地同类环评报告书，综合考虑，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》推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：x, y--计算点处的位置坐标；

t--时间，d；

C (x, y, t) --t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M--含水层的厚度，m；

m_M--长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

U--水流速度，m/d；

n_e--有效孔隙度，无量纲；

D_L--纵向弥散系数，m²/d；

D_T--纵向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(4) 参数选择

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，潜水含水层的有效影响厚度 M：含水层厚度为 0~3.5m，因厚度存在 0 值界限，本次取平均值 1.75m。水流速度 u：根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，潜水含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定（K=2.5m/d），水力坡度 I=0.0006，有效孔隙度 n_e：0.3，水流速度为 0.005m/d。

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料，评价时分别取：有效孔隙度 n 为 0.3；水流速度 u 为 0.005m/d，纵向弥散系数 0.6m²/d，水利坡度 I=0.0006，横向弥散系数 0.01m²/d，含水层厚度 1.75m。

(5) 预测结果

表 5.2-3 集油管道石油类泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x轴 y轴	-40m	-20m	0	20 m	40m
-20m	0	0	0	0	0

-10m	0	1.15E-10	1.14E-09	2.09E-10	0
0	1.52E-02	8.26E+00	8.23E+01	1.50E+01	5.03E-02
10m	0	1.15E-10	1.14E-09	2.09E-10	0
20m	0	0	0	0	0

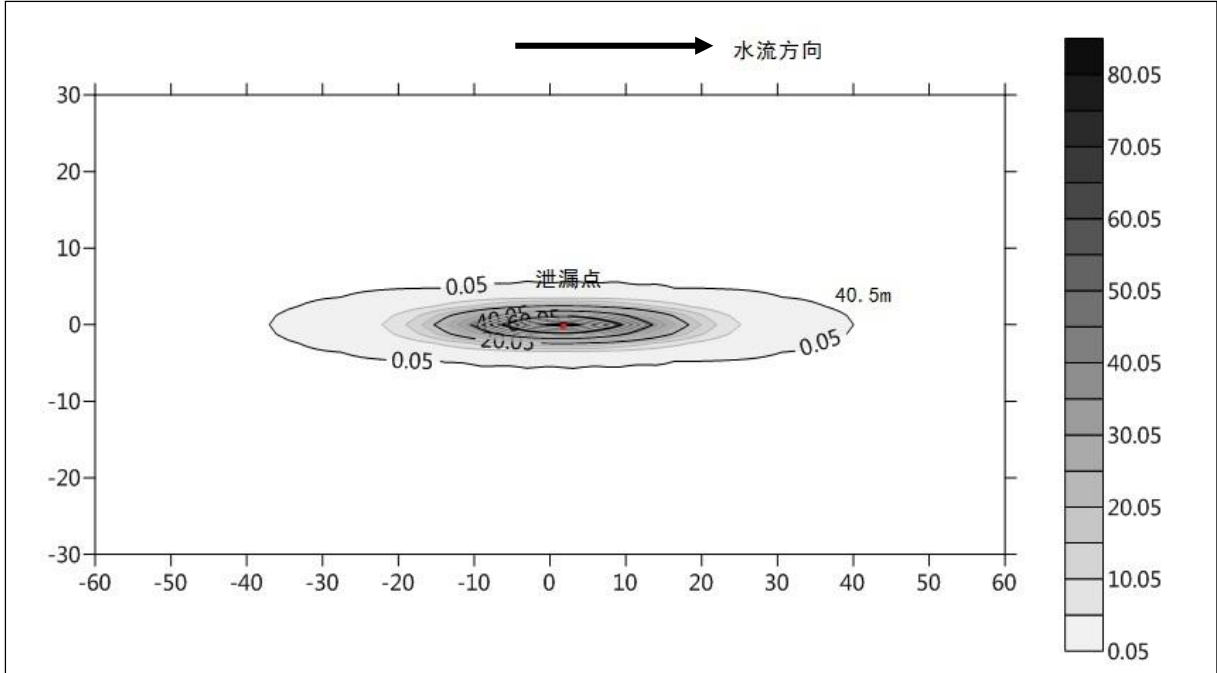


图 5.2-3 集油管道石油类泄漏 100d 预测范围示意图

表 5.2-4 集油管道石油类泄漏 1000d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x 轴 \ y 轴	-40m	-20m	0m	10m	50m	100m
20m	0	0	3.38E-04	0	0	0
10m	1.51E-01	3.71E-01	6.11E-01	6.75E-01	3.71E-01	0
0m	1.84E+00	4.51E+00	7.44E+00	8.22E+00	4.51E+00	2.25E-01
-10m	1.51E-01	3.71E-01	6.11E-01	6.75E-01	3.71E-01	0
-20m	0	0	3.38E-04	0	0	0

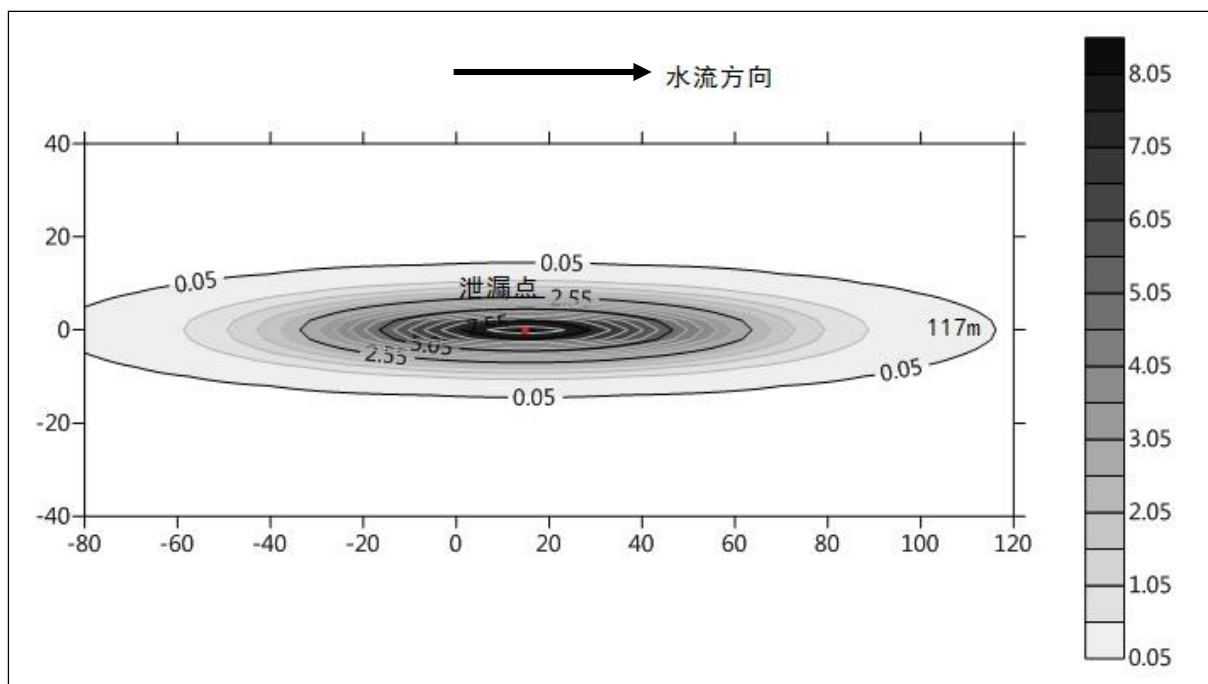


图 5.2-4 集油管道石油类泄漏 1000d 预测范围示意图

根据预测结果可知，在集油管道泄露后，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏100d、1000d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游方向分别为40.5m、117m，在此范围内无饮用水井分布（油井距最近潜水水井为下游125m的散户韩家水井），该井为灌溉水井，预测集油管线泄漏后石油类对其几乎不产生影响。

5.2.2.5 地下水分区防渗措施

从以上分析表明，油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下地下水环境分区防渗措施及建议：

(1) 油水井井场防渗措施

油水井井场地面属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求；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) 集油管线防渗措施

集油掺水管线材质为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管线为防腐钢管，管线均采用防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求，以减小管道因腐蚀而发生泄漏的可能性。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生。提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

5.2.2.6 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，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，结合开发区块内油水井分布情况，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。跟踪监测布点图见附图 5，跟踪监测计划见表 5.2-7。

表 5.2-7 地下水环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	功能	监测因子	监测层位	监测频次
1#散户王家水井	46.64063, 124.93896	西 3-E24 东北 650m	背景值	石油类	潜水	1 次/年
2#散户韩家水井	46.60767, 124.95284	西 8-斜 E44 南 125m	跟踪监测点		潜水	
3#散户张家水井	46.62453, 124.93865	西5-E30东60m			潜水	

5.2.2.7 地下水环境影响评价结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

5.3 声环境影响分析

本项目现有工程产生的噪声主要为现有油水井运行过程中机泵产生的以及依托场站泵房内的机泵工作噪声。

通过对现有井场以及依托场站的例行监测数据可知，本项目现有工程厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，无声环境问题。

5.3.1 施工期声环境影响预测与评价

5.3.1.1 主要噪声源强

本项目施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

5.3.1.2 噪声源特点

施工设备中包括固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，且随着施工期的结束而消失。

5.3.1.3 施工期声环境影响预测

(1) 预测模型

根据各施工阶段不同施工机械产生的噪声，各声源在某一时刻的传播可以按点声源

分析其影响范围和影响程度，利用噪声衰减公式对各种施工机械产生的噪声衰减情况进行计算，根据计算结果阐述施工噪声对周围环境的影响，噪声衰减公式如下：

$$L_P = L_{P0} - 20 \cdot \lg(R/R_0)$$

式中：L_P——距声源 R 米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{P0}——距声源参考距离 R₀ 米处的参考声级，dB(A)；

m——声源个数。

(2) 预测结果

设备噪声噪声衰减结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械噪声衰减结果 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	25m	50m	100 m	150m	200m
挖掘机	74	66	60	54	50	48
推土机	73	67	61	53	49	47
压路机	70	69	63	50	48	44
电焊机	65	56	50	45	40	39
搅拌机	70	67	61	50	48	44
运输车辆交通噪声	74	68	62	54	52	48

本项目地面工程道路改造及场站改造、管线工程等夜间均不施工，由上表结果可知，主要施工机械在 25m 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，所以本工程的施工噪声的主要影响区域昼间在 25m 范围内。

为了降低施工期噪声对周边声环境质量影响，本工程应采取如下措施保护声环境：

①施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响；

②施工前对周边居民和学校进行通知公告，应取得村民谅解方可进行施工，尤其是居民区内或周边较近的井场施工前，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；

③注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；

④合理安排施工进度和施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行施工，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；

⑤运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。注意对设备的维护和保养，合理

操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

本项目井场施工期射孔压裂环节单井施工时间在1-2d内，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，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.3.2 运营期声环境影响预测与评价

本项目运营期产生噪声的主要设备有油井井场及依托注入站等场站运营过程中设备产生的噪声。

(1) 井场噪声

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。

井场运营期主要噪声设备为抽油机噪声，井场噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的室外声源模式，具体如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：

A——倍频带衰减，dB；

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

预测油井单井井场噪声源强 75dB（A），最大丛式井平台井场噪声源强叠加为 83.5dB（A），距地高度 1.2m，按照本工程油井分布情况，井场噪声衰减预测见表 5.3-2。

表 5.3-2 本项目井场噪声衰减预测 单位：dB(A)

噪声源	距离	预测源强
单井井场	8	49
	10	47
	20	41
	30	37.5
	40	35
	50	33.1

由上表可知，单井井场抽油机运行期间产生的噪声在8m处能够达标，井场边界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

本次产能对利用井井场无法利旧的老化抽油机和螺杆泵设备进行拆除更换，选用了低噪声抽油机械，保证了采油设备处于良好运行状态，避免因设备问题发出异常噪声，出现扰民事件。油井正常运行不会对居民日常生活产生显著影响，对区域声环境影响不大。

（2）依托场站噪声

本次产能依托场站改造以设备更换为主，主要噪声设备如机泵、分散装置、注入阀组、注入泵等均在原位置更换，更换设备仍安装在现有泵房内，机泵采取基础减振措施。更换各类机泵选用低噪声设备，并采取基础减振措施，经砖混泵房隔声后对环境的影响不大。

根据现状监测报告，对依托场站厂界噪声的监测结果见表5.3-4，依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准（昼间60 dB（A）、夜间50 dB（A））。

通过采取以上措施，本项目运营期油水井井场及依托场站产生的噪声影响可以控制在最小程度，不会附近居民区及声环境造成不良影响。

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期产生的固体废弃物主要有管道施工产生的施工废料、场站改造产生的废旧设备、清淤污泥和施工人员产生的生活垃圾等。

本项目利用井射孔作业产生的废射孔液，由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理；管道铺设施工过程中产生的聚氨酯等施工废料统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场、通井路维修改造产生的建筑垃圾由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点。污水站回收水池和外输水罐清淤的含油污泥集中收集拉运至葡萄花含油污泥处理站处理。地面建设期间施工人员生活垃圾由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

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

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为原油集输过程中产生的含油污泥、以及油水井

作业产生的落地油、废弃防渗布。

作业过程产生的含油污泥运送至葡萄花含油污泥处理站处理；落地油 100%回收后送至葡萄花含油污泥处理站进行处理；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葡萄花含油污泥处理站处理，含油防渗布由建设单位收集后委托有资质单位处置。中 306-2 深度污水站回收水池清淤 288m³，外输水罐清淤 80m³，

表 5.4-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥、落地油	HW08	071-001-08	13.48t/a	油井作业储罐清淤	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次，场站每年一次	T、I	送葡萄花含油污泥处理站处理
2	作业废防渗布		900-249-08	8.8t/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，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

大庆圣德雷特化工有限公司具体情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模HW08类50000t/a，HW49类25万只/年，目前实际处理量为22000t/a，能够满足本项目要求。

建设单位加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

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

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

(2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

(3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相的清理和作复；

(4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

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

5.4.3 结论

本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

5.5 生态环境影响评价

5.5.1 对占地类型影响分析

本项目总占地 2.615hm²，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。本工程井场占地类型为草地，工程投产后其影响是长期不可逆的。

5.5.2 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。

5.5.3 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。

5.5.4 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，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。

5.5.4 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。

5.5.6 对景观的影响分析

本项目主要工程是在利用井场、依托场站内的改造工程，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。

5.5.5 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。

5.5.6对湿地的影响分析

本工程区块内及周边较近的湿地有康家围子泡湿地、建筑泡湿地，湿地类型为永久性咸水湖，目前均为积水区，湿地内无珍稀野生动植物分布，根据黑龙江省湿地名录，湿地保护级别为一般。本项目部分利用井井场位于康家围子泡湿地内，本次工程不新增占用湿地，水泡井井场施工期在井场铺垫防渗布，在井场周围设置临时围堰，避免施工废物误入康家围子泡，施工结束后对井场地表进行平整清理，废压裂返排液、废射孔液以及废旧抽油机设备均得到合理处置，通过采取以上恢复措施后，工程建设对一般湿地的影响可接受。

5.5.7 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。

5.6 环境风险评价

5.6.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是原油 3.89t、天然气（石油开采伴生气）0.22t。

(1) 原油

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

原油的危险特性见表 5.6-1。

表 5.6-1 原油危险特性

标识	中文名：石油原油	
	英文名：petroleum	分子式：主要是烃（C ₆ H ₆ ）

	分子量：（根据组分确定）	/	/
	危险货物编号：32003	RTECS号：	IMDG规则页码：3141
理化性质	外观与形状	黄色乃至黑色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	熔点（□）		凝点（□） 21
	沸程（□）	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5.6-2。

表 5.6-2 天然气的危险有害特性及安全技术表

标识	中文名：甲烷	英文名：methane
	危规号：21007	CAS号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无味气体	自燃温度：413□
	相对密度（水=1）：0.42（-164□），	相对蒸气密度（空气=1）：0.6
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（□）：-218□	爆炸上限（%）：15
	爆炸下限（%）：5	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时远离，可致窒息死亡。皮肤接触液化的甲烷，可致冻伤。	

5.6.2 风险识别

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

（1）火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；

③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

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

（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

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线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年后低洼地区的油水井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油和含油污水泄漏到环境中。

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

表5.6-3 工程环境风险识别表

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

5.6.3 环境风险分析

建设项目环境风险主要包括油气集输管道、油田站场由于人为或自然的原因可能发生的原油、含油污水、天然气泄漏，会对大气环境、水环境、土壤、生态产生不同程度的影响。

5.6.3.1 事故状态下对大气环境的影响

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

原油泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，原油中的轻组分烃类会挥发进入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成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，则原油燃烧形成的黑烟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。

5.6.3.2 事故状态下对地表水环境的影响

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

本项目对集输管线破裂引起原油泄漏的情况进行分析，根据有关资料研究表明，发生集油管道泄漏时，原油进入沉积物中的量为泄漏量的5~10%、挥发量为30~50%、进入水体量为10~15%、生物降解量为5%、其他为20~50%。本项目事故状态下如集输管线泄漏，井下作业、地面工程维修等施工过程在事故情况下残留的落地油，在考虑地表径流受土壤渗滤、地表植被截流等综合作用的前提下，石油类物质对区域内地表水质产生一定的影响，但影响程度较小，并且油田使用污油污水回收设施对事故状态下落地油进行回收，可以控制本项目作业过程对项目周围地表水体的影响。

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

5.6.3.3 事故状态下对地下水环境的影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道事故泄漏。含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

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

5.6.3.4 事故状态下对土壤环境影响分析

含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~20cm 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。

5.6.3.5 事故状态下对生态环境影响分析

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。

5.6.4 环境风险防范措施

5.6.4.1 防火、防爆措施

(1) 本工程新建母液管道、注水管道与周边构筑物防火间距符合规范要求。

(2) 油气生产系统采用密闭集输工艺，防止油蒸气、伴生气蒸气泄漏，防止有毒气体聚集。

(3) 阀组间易燃易爆场所设有组织的自然通风。场站内加药间等易燃易爆场所设机械通风。

(4) 爆炸危险区域井场内所用的设备、电气均采用防爆型，并符合相应的防爆等级。

(5) 压力容器按照规范要求选材，压力容器安装有安全阀、压力表等安全附件。

(6) 火灾爆炸危险场所内按照规范设置可燃气体检测报警装置。变电所设火灾报警系统。

(7) 矿机关及其他已建工艺站场设通信光传输系统、调度语音通信系统、工业电视监控系统、SCADA 数据传输系统及光缆线路系统。

(8) 设备、管道做防腐保温。

(9) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

5.6.4.2 井下作业事故风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

(5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂；

(7) 注入井作业起下管柱、冲沙时井口必须安装简易控制器和油管放喷阀门，不起下管柱时，需将井口坐好，并关闭油管和套管闸门，需要放喷时产生的污水必须排到

罐车，并拉运到污水处理站处理；冲沙过程中井口要坐好简易控制器，出口水龙带连接到罐车，然后将污水拉运到污水处理站处理。

5.6.4.3 管线泄漏的主要预防和处理措施

(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，配注管道采用熔结环氧粉末内防腐钢管，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(2) 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含油污泥处理站进行处理；

(4) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

(5) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

(6) 本项目利旧的集油管线依托计量间原有阴极保护设施；

(7) 集油管道泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期委托有资质单位对集输管线腐蚀情况进行超声波检测，掌握管线腐蚀程度，及时维修或更新；

(8) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(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) 本次产能油水井运营期由三矿管辖，矿级别和管辖小队物资库已按应急预案和风险评估要求备齐围油栏、铁锹等应急工具和设备，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

5.6.4.4 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

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

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

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

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

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

(5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。

5.6.5 应急措施

本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为改扩建工程，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行。

(1) 应急组织机构

大庆油田有限责任公司第七采油厂设立了事故应急领导小组、应急抢修组和消防组等，明确了各自的职责、权限和分工。组成和分工见表 5.6-4。

表 5.6-4 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务
通讯组	负责各专业小组的联络工作
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配
医疗队	负责伤员的救护
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散

(2) 现有应急预案情况

大庆油田有限责任公司第七采油厂隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司第七采油厂现有《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。

（3）应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第七采油厂编制了《突发环境事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第七采油厂各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4) 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第七采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部

门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表5.6-5 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市公安局	110
大庆市安监局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030

5.6.6 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集油管线泄漏、火灾爆炸、场站天然气泄漏等，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。建设项目所在区块运营多年，现有应急措施完好，运营至今未发生环境风险事故，现有应急预案有效。

表5.6-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	葡萄花油田及周边区块长关井治理工程				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(大同)区	()县	()园区
地理坐标	经度	东经124°55'0"~ 124°58'0"	纬度	北纬46°36'30"~ 46°38'30"	
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，但不会对最近居民点造成危害影响。 井场和油水管道泄漏影响地下水环境，但影响范围有限，及时回收后影响程度低， 周围环境敏感目标产生污染影响的可能性小，环境影响可接受				
风险防范措施要求	防火、防爆，油泥不落地措施，管理措施。 管道密闭输送、防腐、试压，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，建设项目为简单分析。 本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环				

	境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生
--	---

表5.6-7 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	石油	天然气			
		存在量 t	3.89	0.22			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人		5km 范围内人口数 <u>45000</u> 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)				人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <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	<input type="checkbox"/> + <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <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					
重点风险防范措施	<p>①集输系统事故风险防范措施：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；对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；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；当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理；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；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。</p> <p>②站场事故风险防范措施：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；站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；平稳操作，避免系统压力超高放空；定期维护保养容器、设备和站内管线。</p> <p>③火灾、爆炸风险防范措施：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；场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、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；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。各依托场站所有火灾危险区全部安装可燃气体深度监测报警装置。</p>						
	评价结论与建议	本工程的主要环境风险是集油管线泄漏、火灾爆炸、场站天然气泄漏等，对区域内的地下水					

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

5.7 土壤环境影响评价

5.7.1 施工期土壤环境影响评价

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

(1) 管道开挖对土壤的影响

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

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

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

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程对八一干线路进行改造施工，不新建通井路或井排路，建设方式为直接对原路面进行清理，道路建设过程中施工机械和人员可能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。施工结束后对周边地表植被进行恢复，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

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，根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

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

5.7.3 土壤环境影响类比分析

本次产能工程均为老井利用井，本次评价委托大庆中环评价检测有限公司对正常运行的油井井场土壤进行现状监测，现场采集柱状样一组，检测深度0-3m，根据检测结果，项目涉及特征污染物石油烃的浓度值为未检出，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。

5.7.4 土壤保护措施及对策

5.7.4.1 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。

5.7.4.2 建设项目环境保护措施

(1) 施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

(2) 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；

(3) 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。

5.7.5 跟踪监测

对井场的土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点设置兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，建议分别在西71-21井场内、西208-斜P8井场内、奔二小区内布设土壤跟踪监测点，具体布点见表5.7-2及附图6。

5.7.5 评价结论

本项目选址位于大庆市大同区境内，属大庆油田有限责任公司第七采油厂开发区域，区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以草地为主。

本项目土壤环境影响评价属于污染影响型项目，占地面积为小型，土壤环境敏感程度

属于敏感，判断评价等级为一级，土壤评价范围为井场外延1000m区域。根据监测结果可以看出评价区土壤中各污染物浓度值均符合相应的标准限值的要求。

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，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

因此，只要企业严格落实本报告提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境影响是可接受的。

表5.7-3 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	(2.34) hm ²				
	敏感目标信息	以开发区域井场为中心，外扩 1km 范围内。				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 (√)				
	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				同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0~20cm	
现状监测因子	柱状样点数	5		0~50cm、50cm~150cm、150cm~300cm		
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	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()			
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 (跟踪监测)			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	pH、石油烃	3 年一次	
	信息公开指标				
	评价结论				

6 环境保护措施及可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

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。

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站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。

1、挥发性有机物污染防治措施

（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) 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；
(4) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；
(5) 精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程。

(6) 定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发；

(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。油气集中处理站对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%。

2、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），产生的烟气经高于8m的烟囱排放，能够达到《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 ）；

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，厂界装置挥发的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，依托的场站加热装置均以天然气为燃料，产生的烟气均通过高于8m的烟囱排放，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要求。

6.1.2 水污染防治措施

6.1.2.1 施工期

(1) 施工人员产生的生活污水排入本项目依托场站及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) 利用井压裂后产生的废压裂返排液集中收集后由罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站处理。

(4) 敷设管道时产生的试压废水进入集输系统后最终输至葡二联含油污水处理站处理，采出液分离废水脱水后输送至葡二联含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面

工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”后回注油层。

6.1.2.2 运行期

（1）运营期油井洗井废水进入集输系统后，最终输至葡二联合油污水处理站进行处理；油井作业污水经罐车拉运到葡二联合油污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”后回注油层；

（2）油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场；油井洗井废水经修井现场设置的污水回收装置回收后经井口进入集输系统，不外排。

（3）强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患；

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

（5）定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；

（6）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%；

（7）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井的套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水；

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

（9）各负责小队设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对井场较近的康家围子泡和建筑泡造成污染。

（10）油井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置、并且使用罐车对作业污水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。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；

(11) 本次产能油水井运营期由三矿管辖，应确保矿级别和管辖小队物资库的围油栏、铁锹等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

(12) 油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，因此对工程实施污染分区防治措施：

① 简单防渗区防渗措施

本项目油井井场属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表7中要求。

② 重点防渗区防渗措施

地下集油管道属于重点防渗区，采用无缝钢管；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

本项目依托的场站站内污水沉降罐、污水沉降罐以及事故罐属于重点防渗区，根据《地下水污染源防渗技术指南（试行）》（2020.2.20）要求，重点防渗区铺设 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能的黏土层，使防渗性能满足相关要求。

(13) 定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

(1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。

(2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

(3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正

常运行产生的高噪声。

(4) 运输车辆选择避开村屯等居民区路线，尽量不鸣笛。

(5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

(6) 禁止夜间（22:00~次日6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

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：掺水泵、污水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，对周围声环境产生影响较小，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 管道铺设施工过程中产生的聚氨酯等施工废料统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。

(2) 利用井场更换的废采油设备、依托配制站和注入站等场站改造拆除机泵、阀门和压力表等废旧设备全部回收至采油七厂资产库。

(3) 本项目利用井射孔作业产生的废射孔液，由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理。

(4) 道路维修改造产生的建筑垃圾由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点。

(5) 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，并及时由环卫工人统一拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理，做到工完、料净、场地清；

6.1.4.2 运营期

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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站进行处理，满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）农用污染控制指标要求后，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葡萄花含油污泥处理站处理，站内采用预处理+调质-离心处理技术工艺，设计规模为15m³/h（年运行240天，每年4月至11月运行），目前实际处理量约为12000t/a，项目新增处理量后该站负荷率为55%，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HW08其他废物900-249-08含其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物，产生的含油废弃防渗布委托资质单位定期拉运处置；含油物质运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求，执行危废转移联单制度。

(2) 生活垃圾

生活垃圾统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

2、运输措施

(1) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%；

(2) 本项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移联单管理办法》（总局令 第5号）执行。

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废弃物处置措施可行。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 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

本项目占用总占地面积11.34hm²，其中临时占地面积9hm²，永久占地面积2.34hm²，占地类型为盐碱草地。

(1) 对于临时占地，施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对于临时占用的草地，施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态；

(2) 恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果；本项目施工结束后进行植被恢复，典型生态保护措施布置示意图见附图17。

3、防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期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) 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。

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。

6.1.5.2 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，送葡萄花含油污泥处理站进行无害化处理。

(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。

6.1.5.3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

本次产能对利用井井场射孔、压裂及设备更换后，对井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖产生的土石方要合理填埋、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。对八一干线路改造全部在现有路面范围内活动，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

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。

6.1.5.4 湿地保护措施

本工程老井利用井占用一般湿地，本次不新增湿地占用，按照国家林业局关于修改《湿地保护管理规定》的决定》（国家林业局令第48号，2018年1月1日起施行）和《黑龙江省湿地保护条例》（2016年1月1日）规定，对水泡井周边湿地应采取以下保护措施：

(1) 本工程部分老井利用井占用康家围子泡一般湿地，该部分井建设初期即钻井期已完成征地手续；

(2) 经依法批准在湿地内从事建设活动的单位，应当制定生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境。

(3) 水泡井井场施工活动结束后，应当及时清理场地，恢复原貌。

(4) 水泡井井场施工期在井场铺垫防渗布，在井场周围设置临时围堰，避免施工废物误入康家围子泡，施工结束后对井场地表进行平整清理，废压裂返排液和废射孔液均由各自罐车外运处置，井场更换的废旧抽油机设备有运输车外运至资产库回收，井场施工各项废物均得到合理处置，不会对康家围子泡湿地产生显著影响。

6.1.6 环境风险防控措施

6.1.6.1 施工期

(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) 提高注水管道的防腐等级，集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管，注水管道材质采用内特种纳米外二PE防腐加强级无缝钢管；

(3) 定期检测集输及注水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) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.1.6.2 运营期

(1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

(3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；

(4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

(5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

(6) 对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效；

(7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全环保事故的发生；

(9) 本项目利旧的集油管线依托计量间原有阴极保护设施。

(10) 集油管道泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期委托有资质单位对集输管线腐蚀情况进行超声波检测，掌握管线腐蚀程度，及时维修或更新；

(11) 依托建设单位已经建立的环境突发事件应急预案，建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，确保应急工具和设备齐备完好，并与油田区域开发相关应急预案联动，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，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。

6.1.7 土壤防治措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者别的防治土壤的措施，从源头控制土壤的污染。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

6.2 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。

6.3 “三同时”项目一览表

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，施工期环保工程应保留影像资料，以备验收查验。本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表6.3-1、表6.3-2。

表6.3-1 项目“三同时”一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘	及时洒水、临时土方和运输车辆等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
	采油井场、场	管线采取密闭性良好的阀门等	井场、场站永久占地范围外《大气污染

	站非甲烷总烃		物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值
	场站内非甲烷总烃	采出液密闭输送,采取密闭性良好的阀门等	厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)中的相关标准要求
	依托场站加热炉	采用清洁燃料天然气(油田伴生气)作为原料,通过烟囱排放	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)在用燃气锅炉标准
废水	地下水	区域上游设立1口跟踪监测井(散户王家水井,46.64063,124.93896),区域内设置1口跟踪监测井(散户张家水井,46.62453,124.93865)区域下游设置1口跟踪监测井(散户韩家水井,46.60767,124.95284)	对布设的3口潜水监测井水质进行监测,监测因子为:pH、石油类
	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
	废压裂返排液	由罐车拉运至采油七厂六矿废压裂液无害化处理站	不外排
	试压废水	进入集输系统后最终输至葡二联含油污水处理站处理后回注油层,不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值(含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm),回注油层
	修井废水	罐车运送至葡二联含油污水处理站处理	
	含油污水(采出水)	经依托转油站管输至葡二联含油污水处理站处理后回注油层	
噪声	井场噪声、本次改造场站机泵噪声	低噪声设备、基础减振、泵房隔声	《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	含油污泥、落地油	属于危险废物,集中收集,拉运至葡萄花含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010)标准
	废射孔液	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理	不外排
	废旧设备	送至采油七厂物资库回收	合理处置
	废建筑垃圾	由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点	合理处置
	施工废料	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中II类

			场标准
	生活垃圾	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理	不外排
	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单（GB18597-2001）标准要求
生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 9hm 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。
	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 2.34hm ²		对光伏电站永久占地进行补偿
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		

表6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
污染物达标排放监测	加热装置烟道气排放监测
	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水、土壤及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	临时占地植被恢复情况：本项目建成投入运行后对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 9hm 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

本项目油田开发过程中，由于井场建设、管道铺设等，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，项目仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

该项目损失主要为草地生物量的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后临时占地与永久占地造成的草地生物量损失如果以羊草计，每亩产150kg、1100元/t计，则投产十年间羊草损失约0.58万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产10年间该项目将有1786t烃类排入大气，每吨按1529.7元计，相当于损失273.2万元。

两项合计为273.78万元。

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 404.15 万元，环保投资约 21 万元，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	环保工程名称	金额（万元）	工程量
1	临时占地恢复	4	根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万/hm ² 计算
2	地下水分区防渗	5	1 项
3	临时围堰	5	根据油田地面运行期多年统计，作业时需采用临时围堰。每井场按 0.25 万元
4	施工时扬尘控制措施	2	根据油田地面工程多年统计，每个井场扬尘处置按 0.1 万元计
5	施工期施工废料、生活垃圾的固废处置	5	结合废物产生量估算
总计		21	/

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

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司第七采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司第七采油厂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

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	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。

	保法律法规	
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、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水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将HSE管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将HSE责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及HSE教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进HSE表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由大庆油田有限责任公司第七采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

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

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第七采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；
- (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	300mg/L, 0.043t	施工人员产生的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	不外排
			BOD ₅	150mg/L, 0.022t		
			NH ₃ -N	25mg/L, 0.0036t		
			SS	250mg/L, 0.036t		
		试压废水	SS	400mg/L, 0.16t	进入集输系统后输至葡二联合油污水处理站处理后回注油层, 不外排	进入污水处理系统, 处理后回注油层
		废压裂返排液	石油类	100mg/L, 0.71t	罐车拉运至采油七厂废压裂液无害化处理站	处理后废水进入污水处理系统, 达标后回注油层; 含油污泥拉运至葡萄花含油污泥处理站
3	固废	废射孔液	COD	25296m ³	送至第七采油厂工业固废填埋场	不外排
		施工废料	聚氨酯泡沫	0.18t	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司	处理后废水返回污水系统, 处理达标后回注油层
		废抽油机及井场变压器	/	193 台套	全部回收至采油七厂资产库	集中管理
		废各类机泵阀门等	/	634 台套		
		废旧管线	/	4140m		
		建筑垃圾	废砼块	120m ³	由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点	集中管理处置
		含油污泥	石油类	368m ³	拉运至葡萄花含油污泥处理站处理	用于垫井场和通井路

		生活垃圾	/	3t	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理	拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂，不外排
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	178.6t/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	0.164t/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	0.518t/a		
			颗粒物	0.068t/a		
2	废水	油田采出水	石油类	422.3万t/a	采出液输至葡二联含油污水处理站处理、作业废水送至葡二联污水站处理	处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)要求，“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5 μm”后，回注油层
		作业污水	石油类、悬浮物	18710m ³ /a		
		洗井污水	石油类、悬浮物	28440t/a		
3	固废	油泥	石油类	3.78t/a	送至葡萄花含油污泥处理站进行处理	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	9.7t/a		

		废防渗布	石油类	8.8t/a	委托有资质单位进行处理	不外排
4	噪声	机械噪声和运输车辆噪声	噪声	65~90 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

本工程新增SO₂排放量0.164t/a、NO_x排放量0.518t/a、颗粒物排放量0.068t/a及新增非甲烷烃排放量2t/a。本项目新增的SO₂和NO_x总量平衡方案由大庆油田有限责任公司第七采油厂内部进行削减平衡。

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
1	颗粒物 (t/a)	0.068
2	NO _x (t/a)	0.164
3	SO ₂ (t/a)	0.518
4	VOC _s (t/a)	2

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。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。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	地下水	石油类	区域上游设立 1 口跟踪监测井（散户王家水井，46.64063，124.93896，井深 15m）；区域内设置 1 口跟踪监测井（散户张家水井，46.62453，124.93865，井深 17m）；区域下游设置 1 口跟踪监测井（散户韩家水井，46.60767，124.95284，井深 15m）	1 次/年

2	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
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	依托场站	依托现有监测计划
3	土壤	pH、石油烃	西 71-21、西 208-斜 P8、奔二小区	1次/3年
4	噪声	噪声	依托场站厂界	1次/季度
5	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	
		地下水：石油类	事故发生地中心周围的水井	
			事故发生地上游对照点	

8.6.3 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，本项目依托场站加热炉均属于“五十一通用工序 锅炉”中单台且合计出力20吨/小时（14兆瓦）以下的锅炉，应按相关要求申请排污许可证，实行排污许可简化管理，建设单位应按照国家有关规定，完善排污许可手续。

9 环境影响评价结论

9.1 工程概况

本工程位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县区域。本项目治理长关井10口，采用就近挂接的方式进相应的集油间，其中9口采用环状掺水集油工艺，1口采用单井拉油工艺；新建集油管道5.22km，安装井口组合装置10套。以及配套电力、道路工程。建成产能 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

9.2 环境质量现状

9.2.1 空气环境质量现状

大庆市生态环境局2020年6月5日公布的《2019年大庆市生态环境状况公报》，2019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。区域内选取的监测点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。

9.2.2 地下水环境质量现状

根据地下水环境质量现状计算结果可知，区域地下水质量除部分监测点锰超标外均满足《地下水质量标准》（ GB/T14848-2017 ）Ⅲ类标准。本项目特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（ GB3838-2002 ）Ⅰ类标准，说明本项目附近地下水未受到油田开发的影响。

9.2.3 声环境质量现状

通过与标准值对比，工程所在区域声环境现状监测值满足《声环境质量标准》（ GB3096-2008 ）中的2类标准要求，声环境现状良好。

9.2.4 土壤环境质量现状

评价区域内拟建区块处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。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。

9.2.5 生态环境现状

该区生态系统是以石油开采为主的人工生态系统为主，兼有草地等生态系统。由于本区位于油田开发老区，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低。

9.3 主要环境影响

9.3.1 空气环境影响评价

通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度为 $0.081139\text{mg}/\text{m}^3$ ，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 的最大地面浓度分别为 $0.00315\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.006123\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $0.02449\text{mg}/\text{m}^3$ ，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。

9.3.2 地下水环境影响评价

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，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，对地下水环境影响较小。

9.3.3 地表水环境影响评价

本工程产生的种类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。

9.3.4 声环境影响评价

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类标准的要求，对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废弃物环境影响分析

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

9.3.6 生态环境影响评价

项目的井场、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。

9.3.7 土壤环境影响评价

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.3.8 环境风险分析

本工程的主要环境风险是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。

9.4 环境影响经济损益分析结论

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

9.5 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第七采油厂负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处埋上。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。

9.6 公众意见采纳情况

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。

9.7 综合结论

综上所述，葡萄花油田及周边区块长关井治理工程在产业政策方面，本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

本项目在规划政策方面，均符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》、《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》、《2021年大庆油田生产建设规划》（庆油发〔2020〕152号）、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）中各项目要求。

同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》、《黑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）等政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）等管控要求。

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。