

# 葡萄花油田及周边区块长关井治理工程

## 环境影响报告书

(报审稿)

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	23
1.4 环境影响评价的主要结论	24
2 总则	26
2.1 编制依据	26
2.2 评价目的及原则	28
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	29
2.4环境评价标准	30
2.5 评价工作等级	37
2.6 评价范围及环境保护目标	44
2.7 评价工作内容及重点	49
3 建设项目工程分析	50
3.1建设项目概况	50
3.2 长关井现有情况回顾	56
3.3 依托工程分析	57
3.4 建设项目工程分析	73
3.5清洁生产分析	100
4 环境现状调查与评价	103
4.1 自然环境现状调查与评价	103
4.2 环境保护目标调查	108
4.3 环境质量现状调查与评价	109
4.4 区域环境污染源调查	140
5 环境影响预测与评价	142
5.1 环境空气影响预测与评价	142
5.2 水环境影响预测与评价	146
5.3 声环境影响分析	154
5.4 固体废物环境影响分析	156
5.5 生态环境影响评价	159
5.6 环境风险评价	162
5.7 土壤环境影响评价	169
6 环境保护措施及可行性论证	173

6.1 大气污染防治措施及可行性论证.....	173
6.2 水污染防治措施及可行性论证.....	174
6.3 噪声污染控制措施及可行性分析.....	178
6.4 固体废物污染防治措施及其可行性分析.....	179
6.5 生态保护措施.....	180
6.6 土壤防治措施及其可行性分析.....	184
6.7 环境风险防范措施及其可行性分析.....	185
7 环境影响经济损益分析.....	191
7.1 环境损失费估算.....	191
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	191
7.3 环境经济损益分析结论.....	192
8 环境管理与监测计划.....	193
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	193
8.2 环境监控.....	194
8.3 本工程污染源排放清单.....	195
8.4 总量控制.....	198
8.5 施工期环境管理与监测计划.....	198
8.6 运营期环境管理与监测计划.....	199
8.7 “三同时”项目一览表.....	200
9 环境影响评价结论.....	204
9.1 工程概况.....	204
9.2 政策符合性结论.....	204
9.3 环境质量现状.....	204
9.4 主要环境影响.....	205
9.5 环境影响经济损益分析结论.....	207
9.6 环境管理与监测计划结论.....	207
9.7 公众意见采纳情况.....	207
9.8 综合结论.....	210

附图：

附图1：项目地理位置图

附图2~附图3：井场分布及依托站间位置关系图

附图4~附图7：大气环境评价范围及保护目标分布图

附图8~附图13：地下水评价范围、保护目标分布及跟踪监测井位置图

附图14~附图15：生态环境评价范围图

附图16~附图17：生态环境及地表水保护目标位置图

附图18~附图19：土壤环境评价范围及土壤跟踪监测点位置图

附图20~附图21：环境质量现状监测布点图

附图22：项目区域综合水文地质图

附图23：项目区域水文地质剖面图

附图24：项目区域综合水文地质柱状图

附图25：项目区域潜水等水位线图

附图26：项目区域承压水等水位线图

附图27：土地利用现状图

附图28：土壤类型分布图

附图29：项目与生态功能区划分图位置关系

附图30：项目与水土流失重点预防区和治理区位置关系图

附图31~附图32：典型生态保护措施平面布置示意图

附图33：地表水系图

附图34：项目区域集输系统关系及井网布置图

附件：

附件1：项目备案

附件2：工程占用湿地管理部门意见

附件3：应急预案备案表

附件4：依托场站环评及验收手续

附件5：环境质量现状监测报告

# 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 $28.42 \times 10^4$ 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5.52km，安装井口组合装置10套，以及配套电力、道路工程。建成产能 $0.4 \times 10^4$ 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。本项目总占地面积 $2.7615\text{hm}^2$ ，其中新增永久占地 $0.0015\text{hm}^2$ ，管线施工临时占地 $2.76\text{hm}^2$ ，占地类型包括耕地（非基本农田）、草地（非基本草原）和一般湿地（地表类型为草地）。

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25日及2021年6月22日至2021年7月6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。

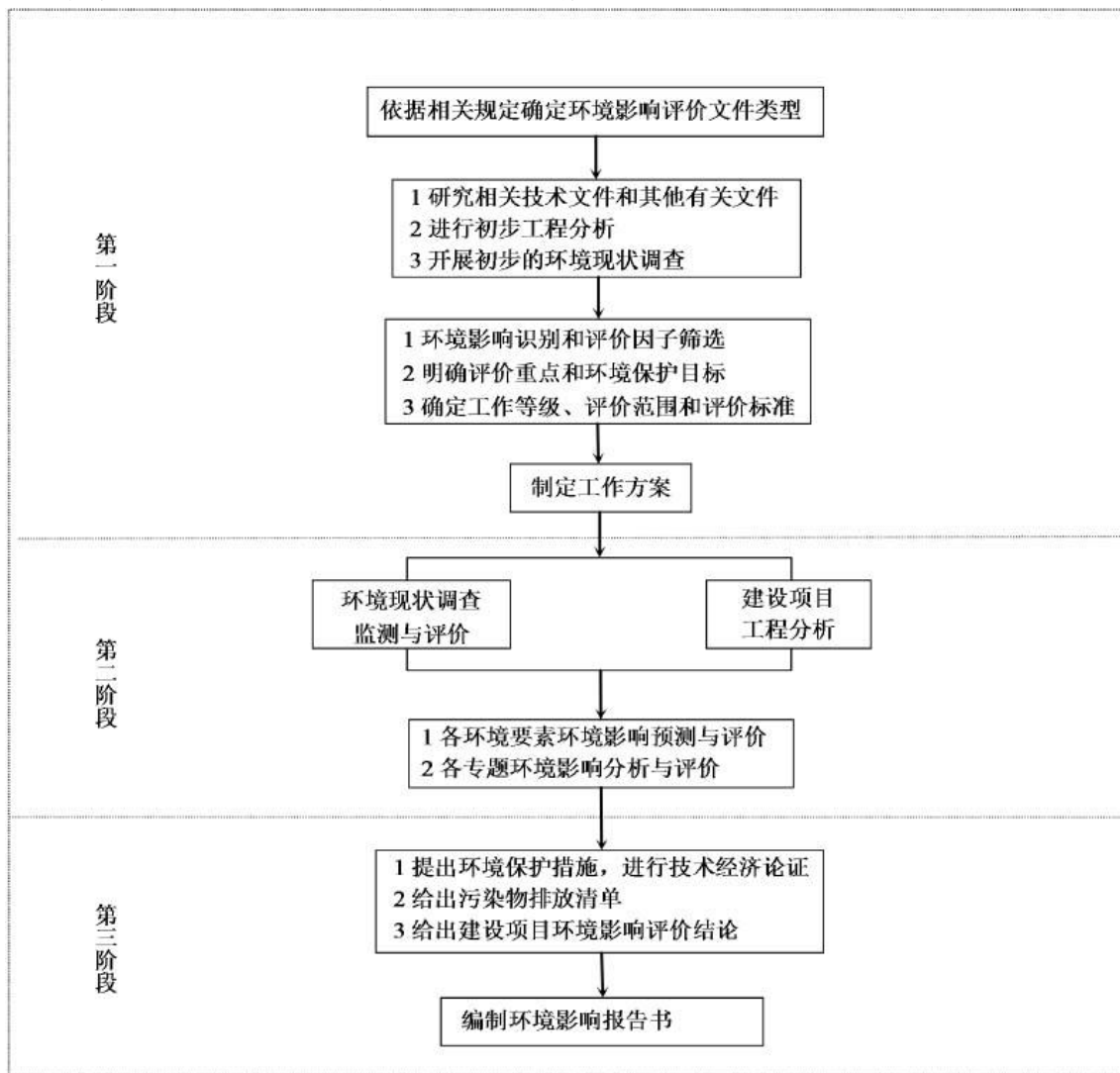


图1.1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

## 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，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，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，油井投产后接入依托转油站，新增负荷占用场站分胆量，污染物总量控制指标不增加。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油污水处理站、葡二联合油污水处理站、葡三联合油污水处理站处理后回注油层，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，新增永久占地主要是新建电力线杆占地，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。

#### **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30。

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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，处理后污水回注油层，不排入地表水体。	符合
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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位。本项目未回注与项目油气开采无关的废水。	符合
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，伴生气处理均是在密闭的压力容器内进行，降	符合

		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；废包装袋和废防渗布送至采油七厂工业固废填埋场，生活垃圾送至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，无钻井工程内容，压裂车使用高标准清洁燃油，减少废气排放。	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	符合

		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。	
--	--	------------------------------------	--

### 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。本项目压裂液由施工方集中配置，压裂返排液集中收集由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站。压裂作业过程采取了防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。
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分别送至葡一联含油污水站、葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水站，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	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

	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。	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处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托含油污水处理站污泥集中收集送至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。	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含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站处理后回注油层，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，均为劣V类水体。	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处置，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。	本工程依托含油污水处理站处理设施污泥收集送至葡萄花含油污泥处理站处理，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。	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。	本工程产出液经脱水站分离后产生的含油污水全部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，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层	符合

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

### 1.2.2.9 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 <a href="http://www.dqt.com.cn/turang">http://www.dqt.com.cn/turang</a>	符合

		/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。	本工程新增临时占地主要是耕地和草地，耕地为一般旱田，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 <a href="http://www.dqt.com.cn/turang/255904.html">http://www.dqt.com.cn/turang/255904.html</a> ）。	符合
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区。		
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程新增临时占地主要是耕地和草地，耕地为一般旱田，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	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	符合

	设计、同时施工、同时投产使用。	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 <a href="http://www.dqt.com.cn/turang/255904.html">http://www.dqt.com.cn/turang/255904.html</a> ）。	符合
	加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底前，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施。	本工程新增临时占地主要是耕地和草地，耕地为一般旱田，不占用基本农田。	符合
	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价内容，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 5170km<sup>2</sup>，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 14200km<sup>2</sup>。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，项目新增永久占地主要是电力线杆占地，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的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《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目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《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本次产能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，本项目与大庆市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
--------	--	--	----

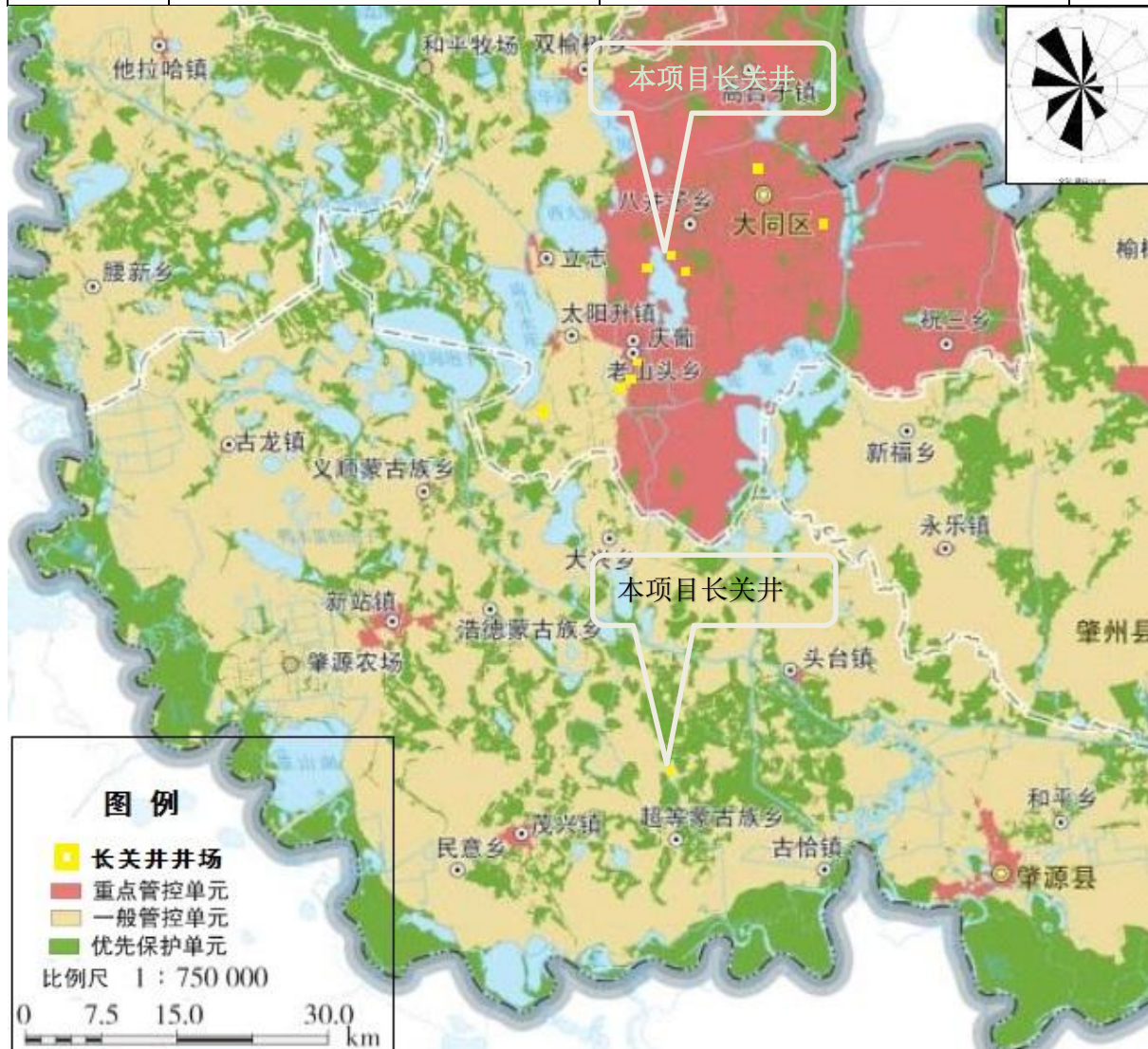


图1.2-1 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

### 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，村屯能够满足1类标准要求；本项目施工期及运营期均无废水外排，在采取措

施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中环境质量标准基本项目标准限值；项目所在土壤环境各项指标均可达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选标准以及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

### 1.2.3.3 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

本工程位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县境内，对照《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目处于重点管控单元和一般管控单元，本项目与大同区和肇源县相应管控单元管控要求符合性分析见表 1.2-9。

表 1.2-9 大庆市生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	拟建项目情况	符合性
大同区一般生态空间区	优先保护单元	<p>1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。</p> <p>2.在不改变利用方式的前提下，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。</p> <p>3.避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。</p>	<p>本次有 9 口井位于位于黑龙江省大同区境内，不涉及管控要求所列的限制开发区、依法保护的生态空间、一般生态空间内的法定禁止开发区、水源涵养功能极重要区、土地沙化敏感区等生态保护红线区</p>	符合

		<p>4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。</p> <p>5.水源涵养功能重要区同时执行限制开发建设活动要求：</p> <p>（1 对水源涵养林、水土保持林、防风固沙林等防护林只能进行抚育和更新性质的采伐；对采伐区和集材道应当采取防止水土流失的措施，并在采伐后及时更新造林。</p> <p>（5）生物多样性保护优先区域内要优化城镇开发建设活动的规模、结构和布局，严格控制高耗能、高排放行业发展，新引入的行业、企业不得对优先区域生物多样性造成影响。</p> <p>6.土地沙化敏感区同时执行以下限制开发建设活动要求：</p> <p>（1）水土流失严重、生态脆弱的地区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。</p>		
大同区大气环境布局敏感区	空间布局约束	<p>1.区域内原则上禁止布局高污染项目。严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。</p> <p>2.利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造。</p>	本项目不属于“两高”行业的高污染项目，且不属于大同区大气环境布局敏感区重点管控单元范畴。	符合
大同区其他区域	一般管控单元	贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施；引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；重点对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	本项目属于全省准入要求中划定的一般管控单元，且本次油田开发区块建设项目不属于钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；不存在环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能项目。	符合
肇源县一般生态空间区	优先保护单元	1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市县及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的	本次有1口井位于位于黑龙江省肇源县境内，不涉及管控要求所列的限制开发区、依法保护的生态空间、一般生态空间内的法定禁止开发区、水源涵养功能极重要区、生物多样性	符合

	<p>耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。</p> <p>2.在不改变利用方式的前提下，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。</p> <p>3.避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。</p> <p>4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。</p> <p>5.水源涵养功能重要区同时执行限制开发建设活动要求：</p> <p>（1）对水源涵养林、水土保持林、防风固沙林等防护林只能进行抚育和更新性质的采伐；对采伐区和集材道应当采取防止水土流失的措施，并在采伐后及时更新造林。</p> <p>（5）生物多样性保护优先区域内要优化城镇开发建设活动的规模、结构和布局，严格控制高耗能、高排放行业发展，新引入的行业、企业不得对优先区域生物多样性造成影响。</p> <p>6.土地沙化敏感区同时执行以下限制开发建设活动要求：</p> <p>（1）水土流失严重、生态脆弱的地区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。</p> <p>7.黑龙江肇源莲花湖国家湿地公园同时以下活动要求：</p> <p>禁止开发建设活动要求：</p> <p>（1）禁止擅自征收、占用国家湿地公园的土地。</p> <p>（2）除国家另有规定外，国家湿地公园内禁止下列行为：开（围）垦、填埋或者排干湿地；截断湿地水源；挖沙、采矿；倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾；从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动；破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道，滥采滥捕野生动植物；引入外来物种；擅自放牧、捕捞、取土、取水、排污、放生；其他破坏湿地及其生态功能的活动。</p> <p>（3）禁止扩大耕地面积，并逐步实行退耕还湿、还林、还草。</p>	<p>维护功能重要区、土地沙化敏感区、黑龙江肇源莲花湖国家湿地公园等生态保护红线区</p>
--	---	---

		<p>(4) 除法律、法规另有规定外，在湿地内禁止从事下列活动：开垦、挖沟、筑坝、堆山；填埋、倾倒垃圾和有毒有害物体，排放生活污水、工业废水；排放或者抽采湿地水资源；砍伐林木、采挖泥炭、勘探（国家公益性勘探除外）、采矿、挖砂、取土；破坏鱼类等水生生物洄游通道和野生动物的繁殖区及其栖息地；猎捕保护的野生动物、捡拾鸟卵或者采用灭绝性方式捕捞鱼类以及其他水生生物；引进外来物种或者放生动物；破坏湿地保护设施或者监测设备；其他破坏湿地及其生态功能的行为。</p> <p>(5) 任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。</p>		
肇源县其他区域	一般管控单元	<p>1.贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施；引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；重点对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。</p> <p>2.建设用地污染风险管控区同时执行以下要求：</p> <p>(1) 污染地块未经治理与修复，或者经治理与修复但未达到相关规划用地土壤环境质量要求的，有关生态环境主管部门不予批准选址涉及该污染地块的建设项目环境影响报告书或者报告表。</p> <p>(2) 列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块，不得作为住宅、公共管理与公共服务用地。对达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，土壤污染责任人、土地使用权人可以申请省级人民政府生态环境主管部门移出建设用地土壤污染风险管控和修复名录。</p> <p>(3) 未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。(4) 根据污染地块名录确定暂不开发利用或现阶段不具备治理修复条件的污染地块，并组织制定污染地块风险管控年度计划，督促相关责任主体编制实施风险管控方案。</p> <p>(5) 对暂不开发利用的污染地块，实施以防止污染扩散为目的的风险管控，对拟开发利用为居住用地和商业、学校、医</p>	<p>本次有 1 口井位于位于黑龙江省肇源县境内，属于全省准入要求中划定的一般管控单元，且本次油田开发区块建设项目不属于钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；不存在环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能项目。油田区块开发符合全省“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”的分区管控要求。</p>	符合

	<p>疗、养老机构等公共设施用地的污染地块，实施以安全利用为目的的风险管控。</p> <p>(6) 根据建设用地土壤环境调查评估结果，建立污染地块名录及联动监管机制，污染地块名单实行动态更新。将建设用地土壤环境管理要求纳入用地规划和供地管理，严格控制用地准入，强化暂不开发污染地块的风险管控。严格土壤污染重点行业企业搬迁改造过程中拆除活动的环境监管。</p> <p>(7) 土地使用权人在转产或者搬迁前，应当清除遗留的有毒、有害原料或者排放的有毒、有害物质。禁止将未经环境风险评估的潜在污染场地土壤或者经环境风险评估认定的污染土壤擅自转移倾倒。</p> <p>(8) 各级国土、规划等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。</p>		
--	---	--	--

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，本项目占用湿地应按照《黑龙江省湿地保护条例》规定的要求。占用湿地经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿，由农户自行复耕。

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，减少对耕地和草地的占用，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评价指标能够满

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、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 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)；

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

#### **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	扬尘、 车辆废 气	生活污 水、管 线试压 水、废 压裂液	生活垃 圾、废 包装袋 和废防 渗布、 建筑垃 圾	施工机 械、运 输车辆	井喷	加热炉等 烟气、无 组织挥发 烃类	采出液 废水、 作业 废水	油气集输处 理过程产生 的油泥、井 场落地油、 含油防渗布	井场抽 油机噪 声	管线泄漏、 高架罐泄 露、火灾等
空气	-S				-S	-L		-S		-SA
声环境				-S					-S	-SA
地表水		-S			-S					
地下水		-S			-S		-L	-S		-SA
土壤			-S		-S			-S		-SA
植被			-S		-S	-L		-S		-SA

动物										-SA
其他										

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

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

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表2.3-2。

表2.3-2 评价因子一览表

序号	评价内容	评价因子名称	
现状评价因子	1	环境空气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃
	2	地表水	pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、COD <sub>Cr</sub>
	3	地下水	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）
			建设用地区：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）
	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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、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、O<sub>3</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 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/m<sup>3</sup>

污染物名称	取值时间	二级标准
二氧化氮 NO <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub>	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
颗粒物 PM <sub>10</sub>	年平均	70
	24 小时平均	150
颗粒物 PM <sub>2.5</sub>	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 <sub>3</sub>	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/m<sup>3</sup>。

(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 <sub>3</sub> -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	《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
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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	826	4500	

表2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目	项目标准值（mg/kg）	备注
		pH>7.5	
1	镉	0.6	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）
2	汞	3.4	
3	砷	25	
4	铅	170	
5	铬	250	
6	铜	100	
7	镍	190	
8	锌	300	

（4）根据调查，评价区域地下水主要使用功能为农业灌溉用水，地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的I类标准执行，具体见表2.4-6。

表2.4-6 地下水环境质量标准 单位：mg/L（pH除外）

项目	类别	标准	标准来源
----	----	----	------

pH	6.5~8.5 (无纲量)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准
氨氮 (mg/L)	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤0.1	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.05	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬(六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.05	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.01	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表 1 中环境质量标准基建项目标准限值

## 2.4.2 污染物排放标准

### 2.4.2.1 废气污染物排放标准

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

(2) 运营期井场及依托场站厂界外 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值, 具体见表2.4-7。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/m<sup>3</sup>

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 <sup>3</sup>

### (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>100m<sup>3</sup>，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/m<sup>3</sup>；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/m<sup>3</sup>

污染物项目	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	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/m<sup>3</sup>

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

### 2.4.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的管线试压废水拉运至葡二联合油污水站处理，采出液分离含油废水和油井作业废水分别依托葡一联合油污水处理站处理、葡二联合油污水处理站处理和葡三联合油污水处理站处理，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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中限值要求：“含油量 $\leq 50\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 30\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”。

#### 2.4.2.3 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中规定的排放限值，具体见表2.4-11。

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）垫井场和通井路标准。具体标准值见表2.4-13。

表2.4-13 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标
		垫井场、通井路
		mg/kg
1	石油类	$\leq 20000$
2	As	/
3	Hg	$\leq 0.8$
4	Cr	/
5	Cu	$\leq 150$
6	Zn	$\leq 600$

7	Ni	≤150
8	Pb	≤375
9	Cd	≤3
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

本次评价面源选取10口长关井治理后单日产油量最大的井场——葡110-46井，该井单日最大产油量2.5t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为1.4175g/kg，则葡110-46油井开采、集输、处理全过程挥发性有机物挥发量为3.544kg/d（ $2500\text{kg/d} \times 1.4175\text{g/kg} \times 10^{-6}\text{t/g} = 3.544\text{kg/d}$ ），井场非甲烷总烃逸散量为1.063kg/d（ $3.544\text{kg/d} \times 30\% = 1.063\text{kg/d}$ ），排放速率为 $1.063\text{kg}/24\text{h} = 0.044\text{kg/h}$ ，井场规格为30m×40m，面源污染源参数见表2.5-1。

表2.5-1 面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
	东经	北纬								非甲烷总烃
葡110-46井	124.65103	45.89668	139.4	40	30	0	3	8760	连续	0.044

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) 根据中国干湿分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据EIA2018大气预测软件的DEM地形文件，地形数据分辨率90m。估算模型具体参数见下表2.5-2，然后按

评价工作分级判据进行分级。

表2.5-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	/
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2.5-3。

表2.5-3 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大浓度占标率（%）
葡 110-46 井场	非甲烷总烃	8.42

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

表2.5-4 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，无组织排放最大地面占标率 $P_{\max}=8.42\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，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。

经现场调查，本项目井场周边村屯以地下水作为饮用水水源，在评价范围内的村屯主要为翟生屯、永太村、四撮房屯、东南山屯等，供水水源主要来自大同镇自来水管网（集中式水源井）、太阳升水厂（集中式水源井）以及超等村水源井（分散式水源井），开采层位为承压含水层。

根据《黑龙江省人民政府关于大庆市及所辖县集中式饮用水水源保护区范围的批复》（黑政函[2011]38号），大庆市大同区大同镇地下水饮用水源井共4口，1#井位于东经124°48'47"、北纬46°02'35"，2#井位于东经124°48'48"、北纬46°02'32"，3#井位于东经124°48'42"、北纬46°02'25"，4#井位于东经124°48'35"、北纬46°02'18"，4口水源井井深144-170m，供水人口4.5万人，服务范围为大同镇及大同镇周边村屯，覆盖本项目地下水评价范围内部分村屯。该水源地一级保护区范围为：分别以4口取水井为中心，36米为半径的圆形区域，未划定二级保护区及准保护区。本项目太60-29井场距大同镇水源井最近距离为东南5.1km（地下水流向侧向）。

太阳升水厂目前在用水源井10口（2口备用），井深120-151m，供水人口5万人左右，7#水源井坐标东经124°35'26.84"、北纬45°56'5.80"、8#水源井坐标东经124°35'26.03"、北纬45°56'3.92"、9#水源井坐标东经124°35'25.37"、北纬45°56'0.94"、10#水源井坐标东经124°35'25.1"、北纬45°55'58.6"。该水源地一级保护区范围为：分别以水源井为中心，36米为半径的圆形区域，未划定二级保护区及准保护区。本项目葡160-40井场距太阳升水厂水源井最近距离为北5.9km（地下水流向侧向）。

超等村联村分散式饮用水源井未进行保护区划分，距离南256-平315井场6.8km。

根据《优化评价内容严控新增污染——〈环境影响评价技术导则 地下水环境〉解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2018），地下水敏感性判定依据见图2.6-1。



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

根据图 2.6-1 所示，以水源井为中心，一级保护区以外地下水质子迁移距离 3000d 范围内为敏感区，以敏感区为边界，地下水质子迁移距离 3000d 的外扩区域为较敏感区；3000d 以外的外扩区域为不敏感区。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

$\alpha$ —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值 6000d；

$n_e$ —有效孔隙度，无量纲。

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，潜水含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ， $K=2.5\text{m/d}$ ； $I=0.0025$ ； $T=6000$ ； $n_e=0.34$ ，得出  $L=2 \times 2.5 \times 0.0025 \times 6000 / 0.34 = 220.6\text{m}$ ；即  $L+36=256.6\text{m}$  区域内为“较敏感区”，地下饮用水水源井 256.6m 以外区域为不敏感区。

本项目太 60-29 井场距大同镇水源井最近距离为东南 5.1km（地下水流向侧向）。因此，本项目井场区域地下水环境属于“不敏感”区域。

#### （2）本项目地下水评价等级判定

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作级分级表

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

本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

### 2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）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：井场周边分布有耕地，因此本项目土壤敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表2.5-8。

表2.5-8 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

③ 建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），本工程新增永久占地规模为 $0.0015\text{hm}^2$ ，占地规模属于小型。具体等级划分表见表2.5-9。

表2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

综上所述，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相

关规定，本项目为污染影响型的一级评价。

### 2.5.6 生态环境

本项目新增永久占地0.0015hm<sup>2</sup>，新增临时占地2.76hm<sup>2</sup>，总占地面积为2.7615hm<sup>2</sup>（0.027615km<sup>2</sup>）。项目占地面积在≤2km<sup>2</sup>范围内，新建管线总长度为5.52km，小于50km，区域内主要为耕地（非基本农田）、盐碱草地（非基本草原）和一般湿地，属于一般区域。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，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 <sup>2</sup> 或长度≥100km	面积2-20km <sup>2</sup> 或长度50-100km	面积≤2km <sup>2</sup> 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

### 2.5.7 风险评价

本工程施工期不存在危险单元，运营期主要是集油管线和井场高架罐为危险单元，本项目新建集油管线5.52km，结合管径及长度，容积最大一段管线规格为φ89×4.5，长度960m，最大储液量4.82m<sup>3</sup>，本项目油气比22.5m<sup>3</sup>/t，原油密度0.795g/cm<sup>3</sup>，则集油管线最大储油量3.832t，最大储气量86.22m<sup>3</sup>，伴生气标态密度0.7256kg/m<sup>3</sup>，管道压力低于0.2Mpa，根据理想气体状态方程PV=nRT（n为气体物质的量，R为常数）及天然气标态密度计算，则管道中天然气最大储量为0.124t。

本项目南256-平315井场高架罐容积20m<sup>3</sup>，该井原油含水率50%，原油密度0.795g/cm<sup>3</sup>，则高架罐最大储油量7.95t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）见表2.5-11。

表2.5-11 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS号	最大存在总量(t)	临界量(t)	物质Q值qn/Qn
1	原油（石油）	/	11.782	2500	0.0047
2	石油气（伴生气）	74-82-8	0.124	10	0.0124
项目 Q=∑qn/Qn					0.017

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=0.017<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 <sup>a</sup>
a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出的定性的说明。见附录A。				

## 2.6 评价范围及环境保护目标

### 2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合本项目井场分布位置，确定大气环境评价范围为以井场为中心外扩2.5km的矩形区域。大气环境保护具体见表2.6-1，大气环境评价范围及保护目标分布见附图4~附图7。

表2.6-1 大气环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	东经	北纬				
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，	二类	太 91-68 北 1800m

				210人		
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,	二类	葡110-46西700m

				600人		
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较分散的特点，参照导则查表法要求，确定本项目地下水评价范围为以井场为中心，顺地下水流向3km、地下水流向侧向2km的多个区域。地下水环境保护目标详见表2.6-3，地下水评价范围及保护目标分布见附图8~附图13。

表2.6-3 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	王太生屯水井	太 60-29 新建管线东南 330m	由大同镇自来水管网统一供水，大同镇集中供水水源井共 4 口，井深 144-170m，供水人口 4.5 万人左右。村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 120 口。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） III 类
	弓棚子村水井	太 60-29 东 908m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 10m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 100 口。	
	胖张屯水井	太 60-29 南 1610m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 150 口。	
	厢房村水井	太 91-68 北 1020m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 60 口。	
	南厢房屯水井	太 91-68 南 1023m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 10m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 20 口。	
	四撮房屯水井	葡 79-79 新建管线北 30m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 140 口。	
	罗家屯水井	葡 79-79 西北 720m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 60 口。	
	翟生屯水井	葡 84-902 东南 102m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 60 口。	
	葛家粉房屯水井	葡 84-902 东 995m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 90 口。	
	唐花马屯水井	葡 73-54 西南 1010m	由大同镇自来水管网统一供水，村民自家均有自打井，井深 10m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，井约 60 口。	
	永太村水井	葡 10-3-52 西北 200m	由太阳升水厂统一供水，该水厂目前在用水源井 10 口（2 口备用），井深 120-151m，供水人口 5 万人左右。村民自家均有自打井，井深 25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 290 口。	
	四大家屯水井	葡 10-3-52 南 708m	由太阳升水厂统一供水，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 100 口。	
	东南山屯水井	葡 110-46 南 1630m	由太阳升水厂统一供水，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 80 口。	
	委什吐村水井	葡 110-46 西 712m	由太阳升水厂统一供水，村民自家均有自打井，井深 15m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 200 口。	
	东南山屯水井	南 256-平 315 南 689m	由超等村联村水源井供水，井深 110m，供水规模 900 人。村民自家均有自打井，井深 10m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 40 口。	
李纪停屯水井	南 256-平 315 西南 1712m	由超等村联村水源井供水，村民自家均有自打井，井深 10m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，潜水井约 35 口。		

## 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，生态环境评价范围见附图14~附图15，生态环境保护目标分布见附图16~附图17。

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，土壤环境评价范围见附图18~附图19。

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，地表水保护目标位置见附图17。

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	南256-平315位于湿地内	沼泽化草甸，面积 284.78hm <sup>2</sup>	一般湿地，不因本项目造成生态破坏
	永和村南泡2湿地	葡 73-54 井位于湿地内	永久性咸水湖，面积 1356.71hm <sup>2</sup>	一般湿地，不因本项目造成生态破坏
	厢房村东湿地	太 91-68 井位于湿地内	沼泽化草甸，面积 1202.87hm <sup>2</sup>	一般湿地，不因本项目造成生态破坏

大同西大海湿地自然保护区	葡 160-40 井场新建集油管线西北侧距实验区边缘 1500m	保护类型为内陆湿地与水域生态系统，保护区面积 309.88 平方公里，其中核心区、缓冲区、实验区面积分别为 94.16、69.95、145.77 平方公里。	市级自然保护区
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5.52km，安装井口组合装置10套。以及配套电力、道路工程。建成产能 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目为长关井治理产能建设地面工程，工程设计无射孔和压裂工艺。

占地面积：项目新增占地面积 $2.7615 \text{hm}^2$ ，其中永久占地 $0.0015 \text{hm}^2$ ，临时占地 $2.76 \text{hm}^2$ 。

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~附图3。

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 $20 \text{m}^3$ 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 $\Phi 89 \times 4.5-0.96 \text{km}$ 、 $\Phi 76 \times 4.5-1.68 \text{km}$ 、 $\Phi 60 \times 3.5-2.88 \text{km}$ ，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 $4.5 \text{m}$ 、路面 $3.5 \text{m}$ ），改造长度 $1.5 \text{km}$ 。同时修复该路段破损涵洞2道（ $12 \text{m}$ ）。

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	<p>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；压裂开井产生的废压裂返排液由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站处理。</p> <p>本项目运营期依托场站不新增值班人员，无新增生活污水。油井作业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，处理达标后回注油层。采出液经密闭管线输送至转油站、脱水站初步处理，产生的含油污水经葡一联污水站处理后回注油层。</p>	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。压裂开井产生的废压裂返排液由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站处理。	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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层；油井作业废水由罐车拉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	<p>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。</p>	依托	
		<p>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</p>		
	生态保护措施	<p>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2.67hm<sup>2</sup>。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</p>	新建	
	风险防控措施	<p>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。</p>	依托	
依托工程	转油站	葡北8#转油站	<p>葡北8号转油站于2008年10月改造，目前该站辖集油间8座、油井153口，含水油输至葡一联合站。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为8600t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为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</p>	依托
		葡北2#转油站	<p>葡北2#转油站目前辖油井128口，计量间9座，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，该站接收本次工程后，三合一处理量为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</p>	依托
		葡北1#转油站	<p>葡北1#转油站建于1994年，目前辖油井129口，计量间9座，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，该站接收本次工程后，三合一处理量为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</p>	依托
		葡北10#转油站	<p>葡北10#转油站建于1980年，目前辖油井177口，计量间7座，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为7100t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为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</p>	依托

		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，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，该站接收本次工程后，三合一处理量为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	依托
		太南2#转油站	太南2#转油站建于1981年，目前辖油井130口，计量间9座，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为8000t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为6560t/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	依托
		太南5#转油站	太南5#转油站建于1984年，目前辖油井72口，计量间5座，含水油经升压泵输至葡二联脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为5000t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为4107t/d，负荷率为82.14%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		葡四联转油站	葡四联转油站建于2003年，目前辖油井170口，计量间13座，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，该站接收本次工程后，三合一处理量为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	依托
		葡五转油站	葡五转油站目前辖油井186口，计量间7座，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，三合一处理量为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	依托
	含油污水处理站	葡一联合油污水处理站	葡一联合油污水处理站于1997年11月建成投产，2004年10月扩建改造。老站处理工艺为两级沉降+两级过滤，扩建站处理工艺为一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐，最终设计处理能力15000m <sup>3</sup> /d。目前处理量为13000m <sup>3</sup> /d，接收本次产能最大污水量79.6m <sup>3</sup> /d，负荷率为87.2%，可以满足本项目要求	依托
		葡二联合油污水处理站	葡二联污水站于1997年建成，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为2×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，实际处理量为18000m <sup>3</sup> /d，当前负荷90%，接入本项目产液39m <sup>3</sup> /d，负荷率为90.2%，可以满足本项目要求	依托
		葡三联含油污水处理站	葡三联污水站于1995年建成，于2009年扩建，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为0.5×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，实际处理量为4255m <sup>3</sup> /d，当前负荷85.1%，接收本次产能最大污水量4m <sup>3</sup> /d，负荷率为85.2%，可以满足本项目要求	依托

	废射孔液处理站	废射孔液经由施工队伍通过自吸罐车收集拉运到协议单位黑龙江龙之润环保工程有限公司外委处置。该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，中心坐标为E124.96583，N46.25203），设备处理能力为500m <sup>3</sup> /d，目前处理量为150m <sup>3</sup> /d，剩余处理量为350m <sup>3</sup> /d，本项目废射孔液产生量为144m <sup>3</sup> /d，该站剩余能力能够满足本项目需求。	依托
	葡二联压裂液处理站	废压裂液进入废压裂液回收池内静沉后，大部分油污上浮，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，处理达标后再输送至葡二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10000m <sup>3</sup> ，目前剩余容积为5000m <sup>3</sup> ，设计处理能力为10m <sup>3</sup> /h（最大处理量240m <sup>3</sup> /d），目前实际处理量为200m <sup>3</sup> /d，负荷率为83%，本项目压裂返排液产生量约108m <sup>3</sup> ，结合回收池储存量及处理能力，能够满足本工程需求	依托
	葡萄花含油污泥处理站	采用含油污泥调质-离心处理技术工艺，设计规模为5m <sup>3</sup> /h（年运行150天，每天24小时，年最大处理量18000m <sup>3</sup> ），目前实际处理量为12600m <sup>3</sup> /a，剩余处理量为5400m <sup>3</sup> /a，本工程新增污泥处理量为0.45t/a，处理能力满足需求。	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 <sup>3</sup> ，设计年处理能力为581.2m <sup>3</sup> ，目前填埋总量约为9100m <sup>3</sup> ，剩余填埋量约为4900m <sup>3</sup> ，本项目产生废弃防渗布和一般包装袋共计0.06t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。	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 $0.4 \times 10^4$ 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 (g/cm <sup>3</sup> )	粘度 (mPa.s)	凝固点 (°C)	含蜡 (%)	胶质 (%)	油气比 (m <sup>3</sup> /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 <sup>-</sup> (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	经纬度坐标	井别	关井时间	开井方式
1	葡 84-902	124.76281, 45.98784	油井	201205	大修开井
2	葡 110-46	124.65112, 45.89671	油井	199405	压裂后开井
3	葡 10-3-52	124.67773, 45.91111	油井	199504	作业开井
4	葡 10-9-47	124.65576, 45.89859	油井	201810	作业开井
5	葡 91-68	124.87731, 46.01015	油井	201309	压裂后开井
6	葡 79-79	124.74771, 45.99813	油井	199406	作业开井
7	葡 73-54	124.68588, 45.98820	油井	在捞	作业开井
8	太 60-29	124.78102, 46.08381	油井	201404	作业开井
9	葡 160-40	124.56712, 45.87283	油井	200201	压裂后开井
10	南 256-平 315	124.69291, 45.59899	油井	201309	作业开井

#### (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

本项目治理10口长关井分属于采油七厂一矿、二矿和三矿，10口井投产时间在上世纪60年代至90年代之间，由于年代较早，未开展环境影响评价。

### 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。项目区域集输系统关系及井网布置图见附图34。



葡73-54井场现状



葡10-9-47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	葡二联废压裂液处理站

##### 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。

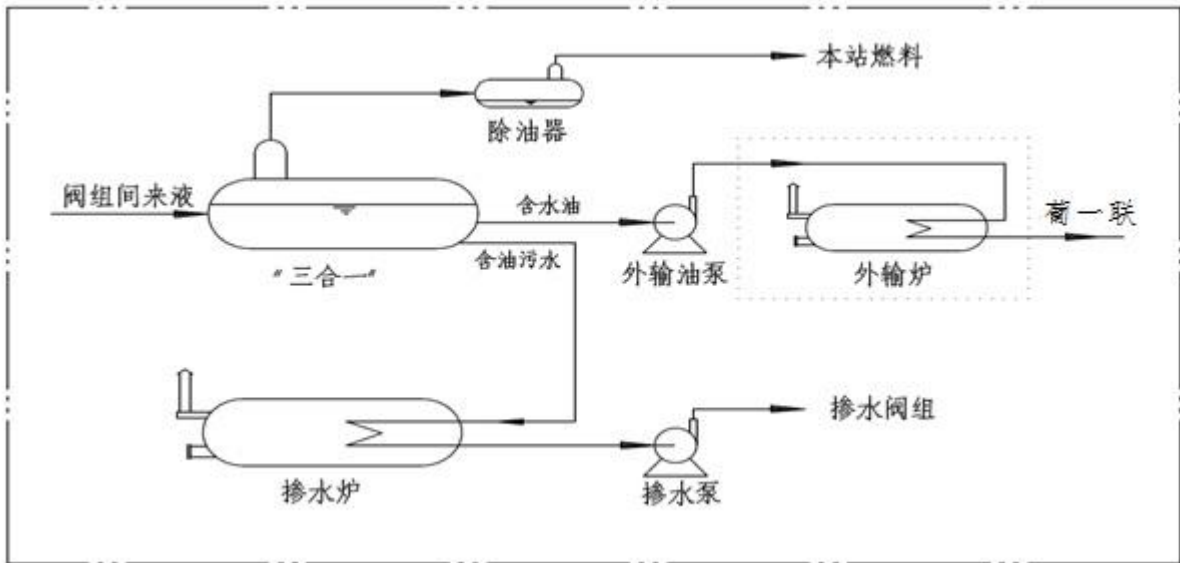


图3.3-1 转油站工艺流程图

### 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。

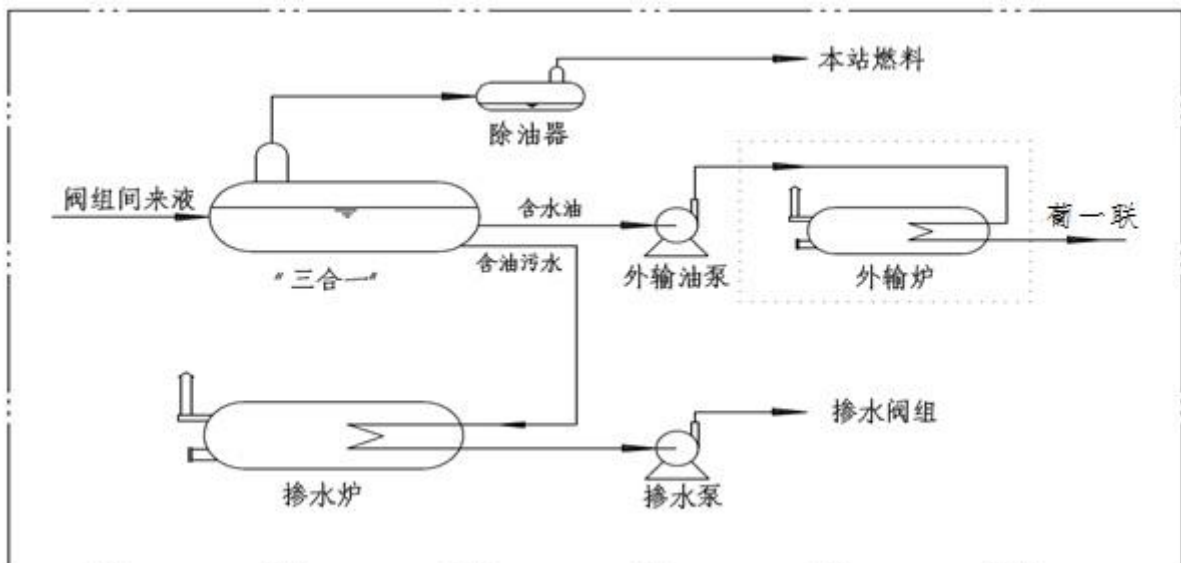


图3.3-2 转油站工艺流程图

### 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4台掺水热洗炉4台（2台2.5MW、1台2MW、1台1.74MW），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，目前处理量5000t/d，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。

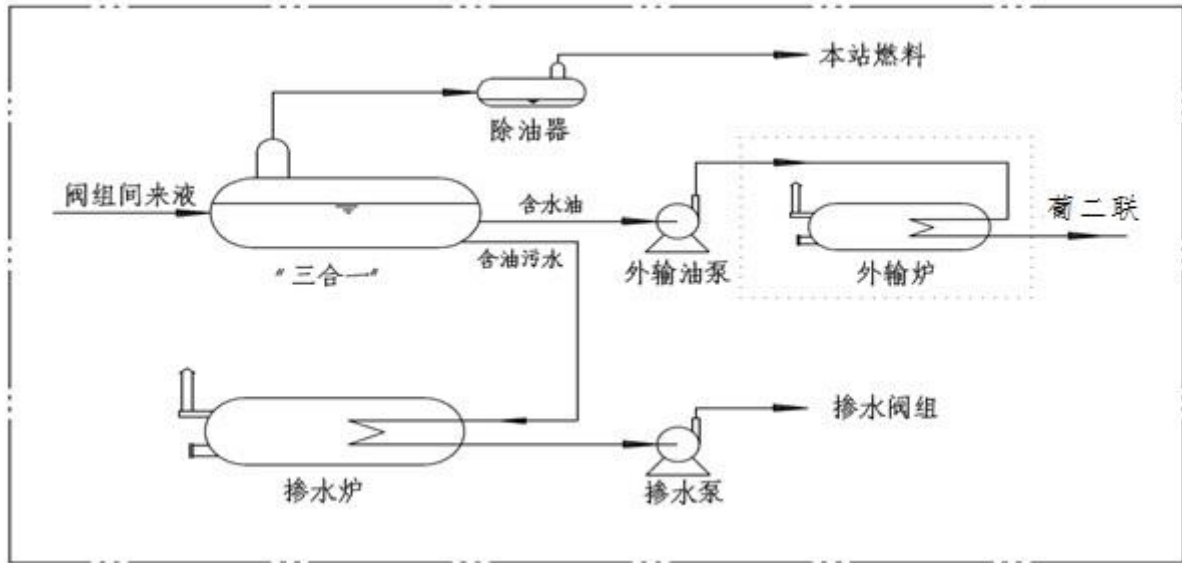


图3.3-3 转油站工艺流程图

### 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。

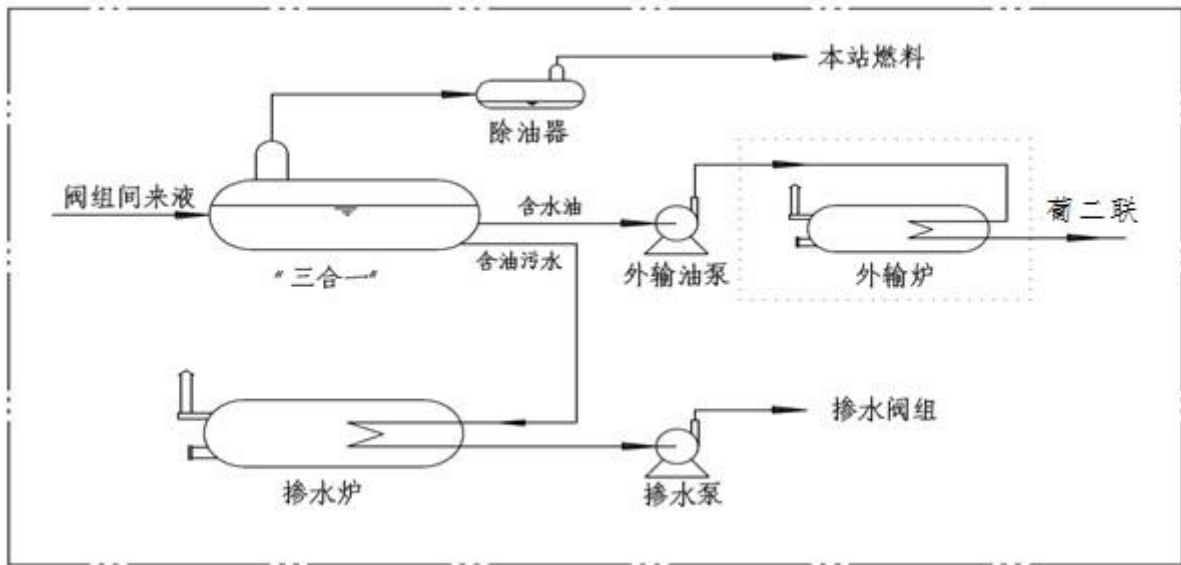


图3.3-4 转油站工艺流程图

### 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。

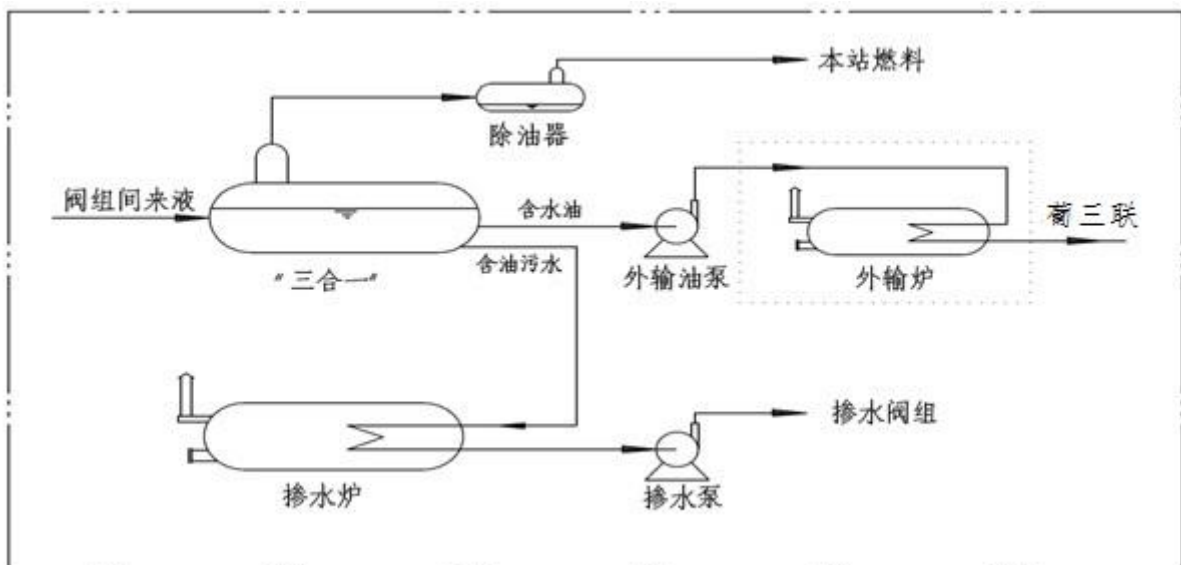


图3.3-5 转油站工艺流程图

### 3.3.1.6 太南2#转油站

太南2#转油站建于1981年，目前辖油井130口，计量间9座。该站现有加热装置7台，其中5台掺水热洗炉、2台采暖炉，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8000t/d，实际处理能力为6540t/d，负

荷率为81.8%，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6560t/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3.3-6。

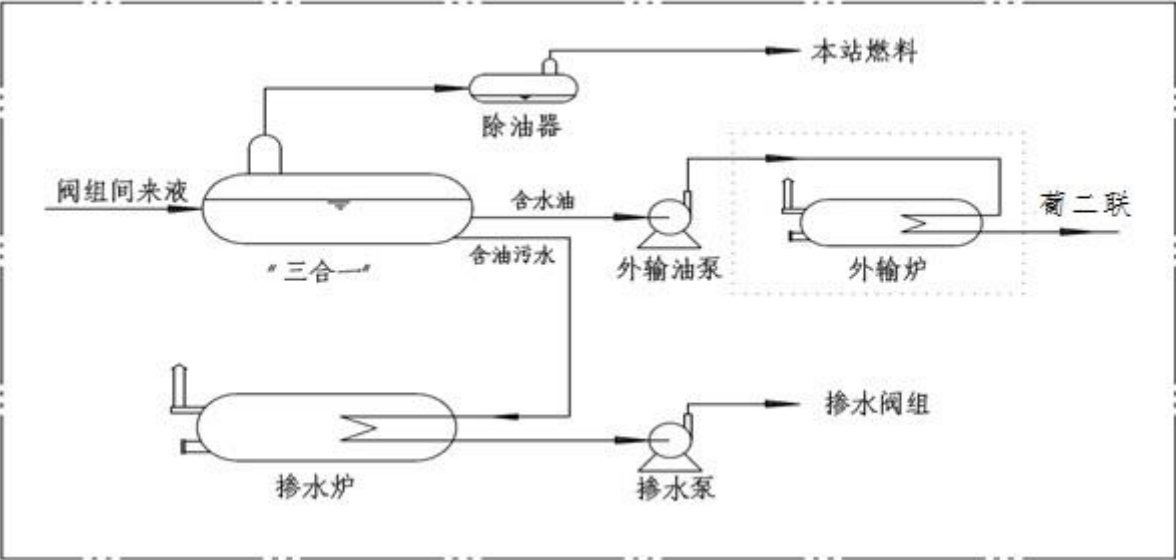


图3.3-6 转油站工艺流程图

3.3.1.7 太南5#转油站

太南5#转油站建于1984年，目前辖油井72口，计量间5座。该站现有4台掺水热洗炉，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5000t/d，实际处理能力为4100t/d，负荷率为82%，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4107t/d，负荷率为82.14%，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。

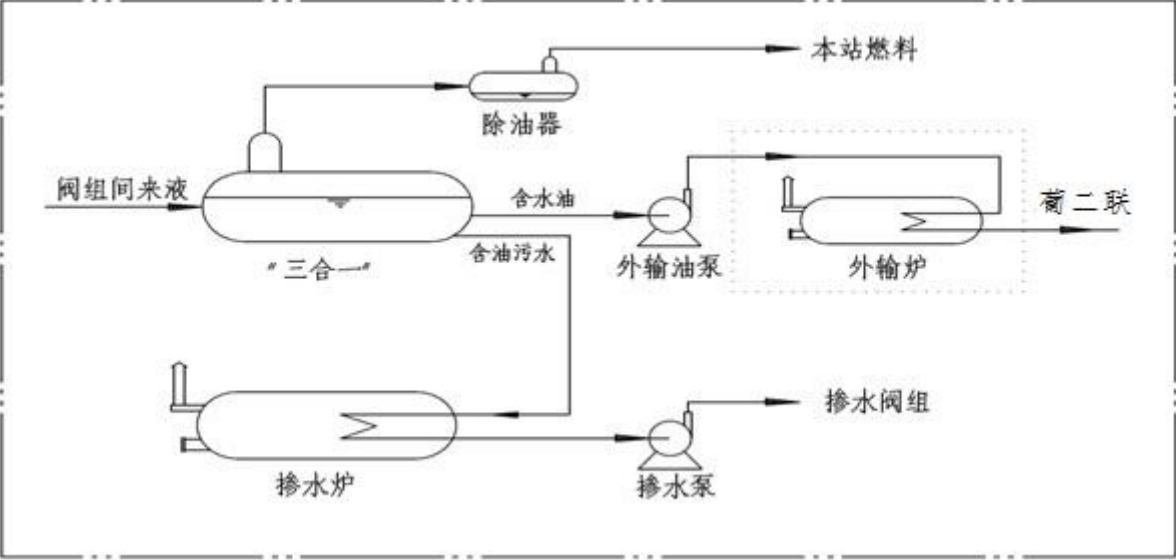


图3.3-7 转油站工艺流程图

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。

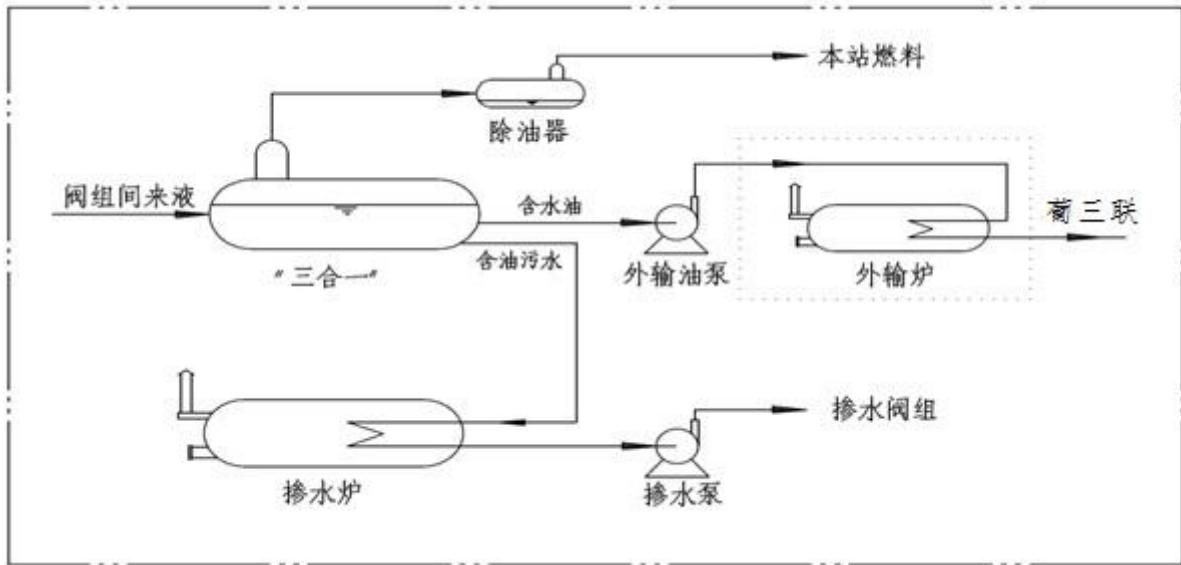


图3.3-8 转油站工艺流程图

### 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，目前处理量4100t/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。

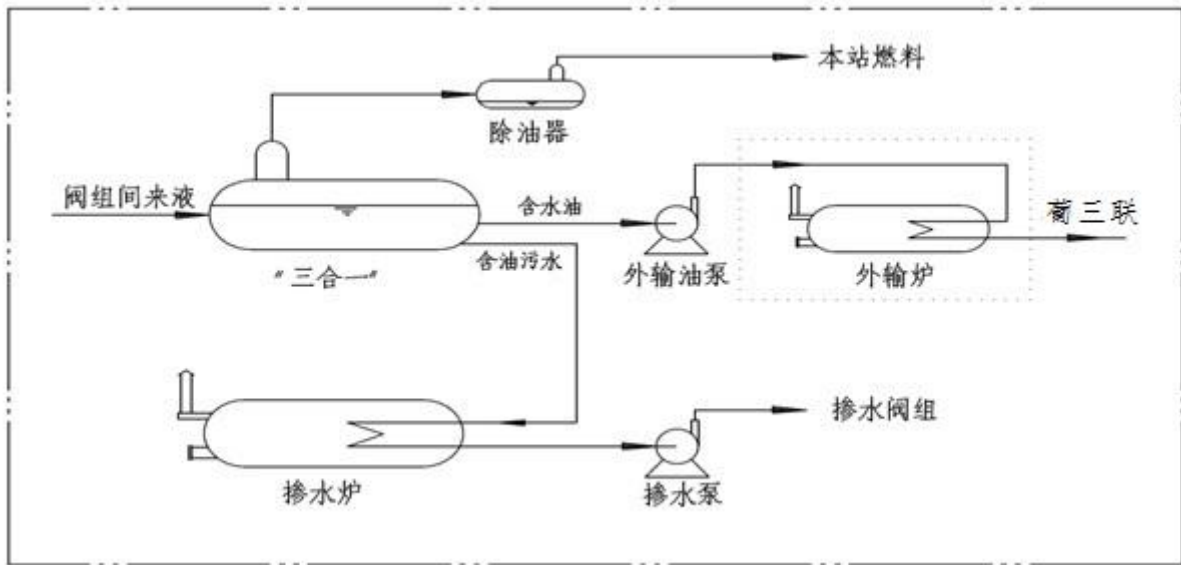


图3.3-9 转油站工艺流程图

### 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 <sup>3</sup> /h, H=220m	395m <sup>3</sup> /h	309.6m <sup>3</sup> /h	78.3%	运 2 备 1
	PCP150-150×2B	1	Q=150m <sup>3</sup> /h, H=220m				
污水泵	8SH-9	2	Q=280m <sup>3</sup> /h, H=45m	1045m <sup>3</sup> /h	509m <sup>3</sup> /h	48.7%	运 3 备 1
	250SMP-39	2	Q=485m <sup>3</sup> /h, H=65m				
污水沉降罐	Φ18.9×12.7	1	3000m <sup>3</sup>	3000m <sup>3</sup>	12212m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /h,H=232m	3	155m <sup>3</sup> /h	310m <sup>3</sup> /h	50.9m <sup>3</sup> /h	32.8%	运 1 备 2
污水泵	Q=350m <sup>3</sup> /h,H=45m	1	350m <sup>3</sup> /h	1100m <sup>3</sup> /h	919m <sup>3</sup> /h	83.5%	运 3 备 3
	Q=480m <sup>3</sup> /h,H=65m	2	480m <sup>3</sup> /h				
	Q=280m <sup>3</sup> /h,H=100m	3	280m <sup>3</sup> /h				
污水沉降罐	2000m <sup>3</sup>	1	2000m <sup>3</sup>		22059m <sup>3</sup>	次高年沉降时间 1.9h	
含水油事故罐	5000m <sup>3</sup>	1	5000m <sup>3</sup>		22354m <sup>3</sup> /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%	
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 <sup>3</sup> /h	300m <sup>3</sup> /h	82m <sup>3</sup> /h	82%	运 1 备 3
污水沉降罐	3000 m <sup>3</sup>	1 座	198409	3000m <sup>3</sup>		9247m <sup>3</sup>	5.9h	
污水泵	KSY120-60(DF)	2 台	200309	120m <sup>3</sup> /h	440m <sup>3</sup> /h	427.2m <sup>3</sup> /h	97.1%	

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			
	350SHP-150A	2台	200501	100m <sup>3</sup> /h				
	350SHP-150	1台	200410	125m <sup>3</sup> /h				

经核实，葡三联脱水站站设施能力可以满足生产需要。

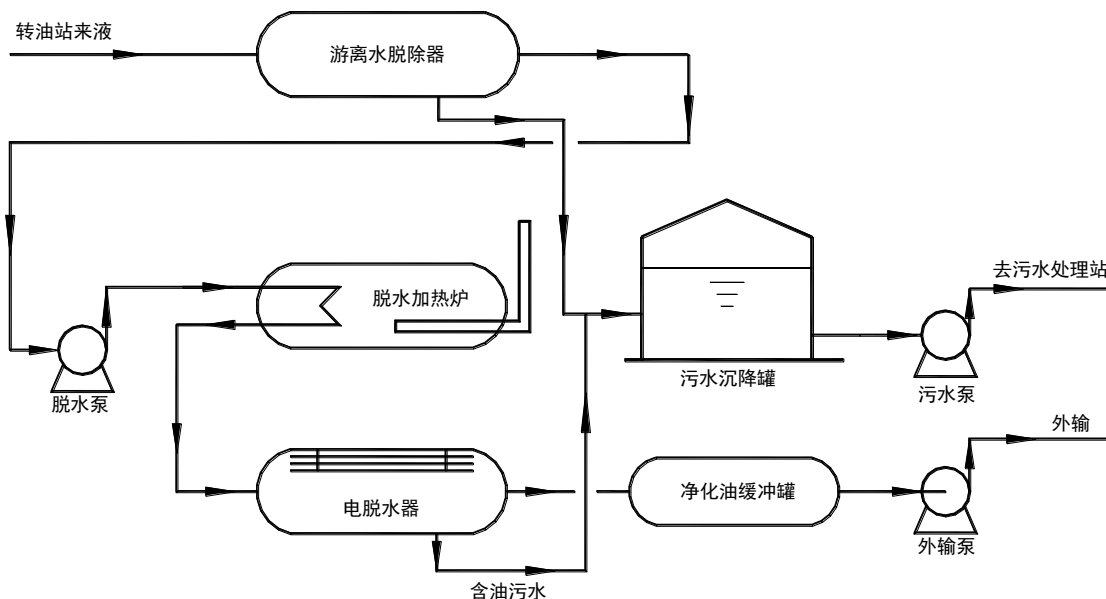


图3.3-10 脱水站工艺流程图

### 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26400m<sup>2</sup>，处理后含油污水供葡1-1注水站、葡一联合注水站注水。1997年11月建成投产，2004年10月扩建改造。老站处理工艺为两级沉降+两级过滤，扩建站处理工艺为一级沉降+悬浮污泥过滤+单阀滤罐，最终设计处理能力15000m<sup>3</sup>/d，目前处理量为13000m<sup>3</sup>/d，接收本次产能最大污水量79.6m<sup>3</sup>/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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

#### (2) 葡二联合含油污水处理站

该站建于1997年，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，实际处理量为18000m<sup>3</sup>/d，当前负荷90%，接入本项目最大污水量39m<sup>3</sup>/d，负荷率为90.2%，可以满足本项目要求，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

## (2) 葡三联含油污水处理站

该站建于1995年，于2009年扩建，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为 $0.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $4255 \text{m}^3/\text{d}$ ，当前负荷85.1%，接收本次产能最大污水量 $4 \text{m}^3/\text{d}$ ，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 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”标准后回注油层。

### 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  $6000 \text{m}^2$ ，建筑面积  $3277.13 \text{m}^2$ 。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  $500 \text{m}^3/\text{d}$ ，年回收处理水基泥浆 15 万  $\text{m}^3$ ，目前处理量为  $150 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理量为  $350 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目废射孔液产生量为  $144 \text{m}^3$ ，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 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”回注油层。处理工艺流程图见图 3.3-11。

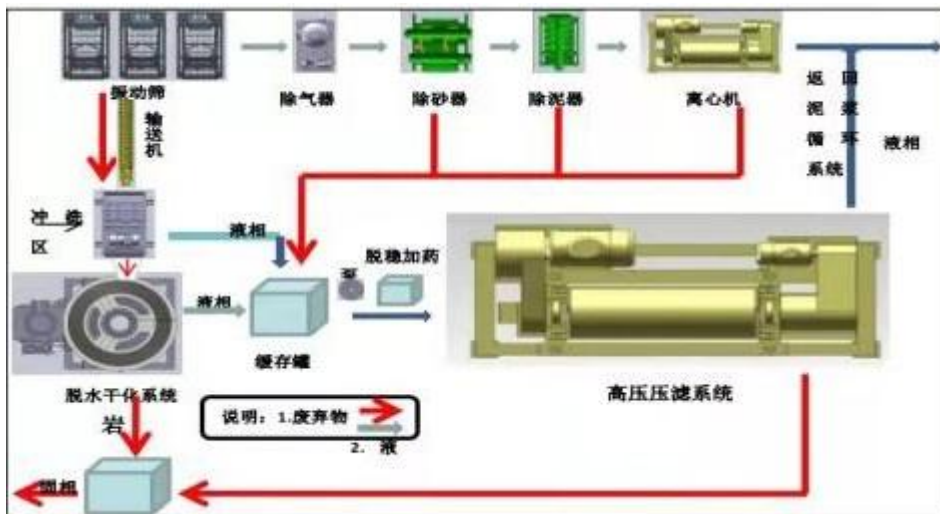


图3.3-11 龙之润泥浆处理站工艺流程图

### 3.3.1.15 废压裂返排液处理站

本项目产生废压裂液由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站。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，处理达标后再输送至葡二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 10000m<sup>3</sup>，目前剩余容积为 5000m<sup>3</sup>，设计处理能力为 10m<sup>3</sup>/h（最大处理量 240m<sup>3</sup>/d），目前实际处理量为 200m<sup>3</sup>/d，负荷率为 83%，本项目压裂返排液产生量约 108m<sup>3</sup>，结合回收池储存量及处理能力，能够满足本工程需求。

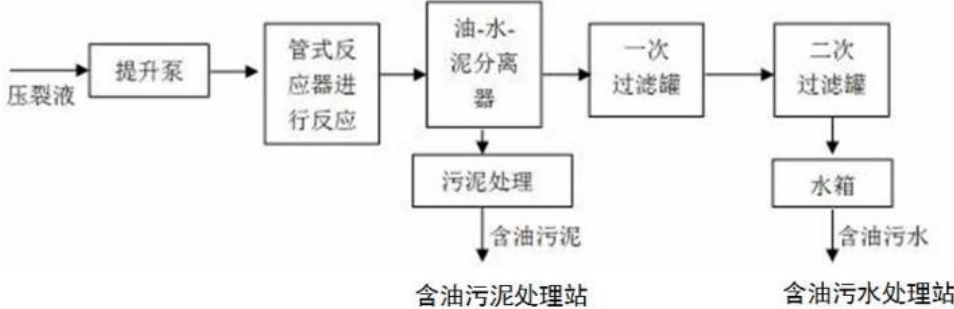


图3.3-12 废压裂液无害化处理站工艺流程图

**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5m<sup>3</sup>/h（年运行150天，每天24小时，年最大处理量18000m<sup>3</sup>），目前实际处理量为12600m<sup>3</sup>/a，剩余处理量为5400m<sup>3</sup>/a，本工程新增污泥处理量为0.45t/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。

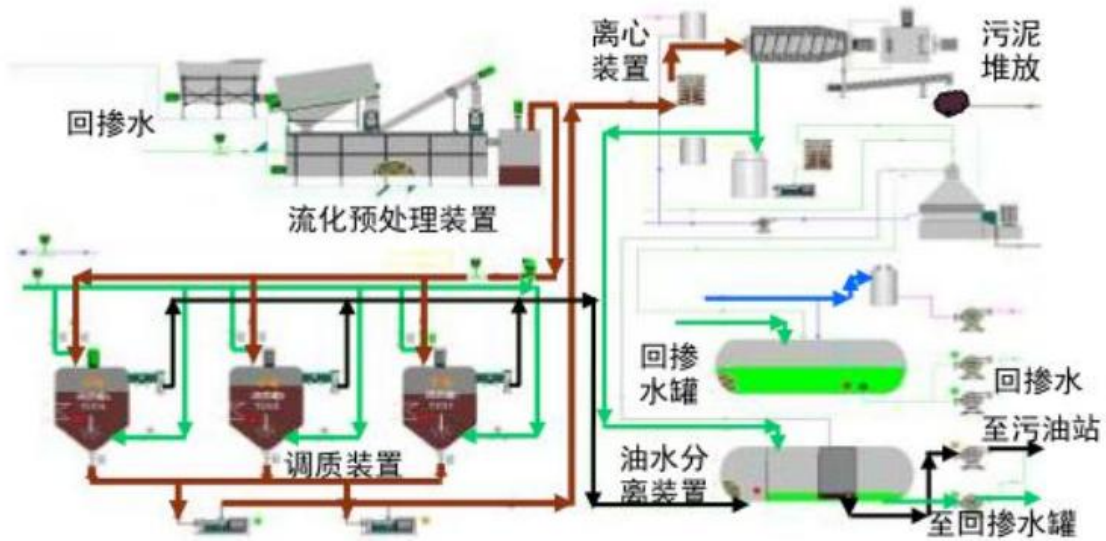


图3.3-13 葡萄花生油污泥处理站工艺流程图

### 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	葡萄花生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	葡萄花生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	葡萄花生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	葡萄花生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	葡萄花生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	葡萄花生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11#转油站	葡北11号站地区系统调整改造工程	庆环建字(2012)181号	已通过验收
10	太南2#转油站	太南2号转油站安全隐患治理工程	庆环审(2015)264号	通过自主验收
11	太南5#转油站	葡萄花生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
12	葡二联废压裂液处理站	葡北五、六、七断块加密区块产能建设工程	庆环审(2015)169号	2019年10月8日通过自主验收
12	采油七厂葡萄花生油污泥处理站	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	废射孔液处理站	红岗区龙之润水基泥浆回收处理项目	岗环审(2019)16号	已完成自主验收
14	第七采油厂工业固废填埋场	工业固废处置工程	庆环建字(2009)23号	庆环验(2013)12号

### 3.3.3 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、葡一联合站、葡二联合站、葡三联合站、葡萄花生油污泥处理站，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。

根据《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  $11.7\text{-}13.2\text{mg}/\text{m}^3$ ）， $\text{SO}_2$  为  $20.3\text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围  $19\text{-}23\text{mg}/\text{m}^3$ ）， $\text{NO}_x$  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  $11.2\text{-}12\text{mg}/\text{m}^3$ ）， $\text{NO}_x$  为  $83.8\text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围  $81\text{-}86\text{mg}/\text{m}^3$ ）， $\text{SO}_2$  为  $18.5\text{mg}/\text{m}^3$ （浓度范围  $17\text{-}21\text{mg}/\text{m}^3$ ），符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉的标准要求。根据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	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$
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	142.4	1936.64	0.22	0.36	1.62
太南5#转油站	8	76.2	1036.32	0.12	0.19	0.87
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531200t/a，非甲烷总烃产生量约为753t/a。

根据《葡萄花油田及周边区块长关井治理工程监测报告》（监测时间2021年6月7日-13日）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/m<sup>3</sup>、0.31~0.47mg/m<sup>3</sup>，符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

根据《采油七厂加热炉隐患治理工程监测报告》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、2021年3月17日-18日），本项目依托场站厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m<sup>3</sup>），具体监测结果见表3.3-7。

表 3.3-7 依托场站厂界非甲烷总烃监测数据表

序号	场站名称	监测结果 mg/m <sup>3</sup>
1	葡一联合站	0.57~0.75
2	葡二联合站	0.58~0.72
3	葡三联合站	0.52~0.77
4	葡四联合站	0.53~0.73
5	葡北 8#转油站	0.50~0.67
6	葡北 10#转油站	0.59~0.74
7	葡五转油站	0.54~0.71

### 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 2320m<sup>3</sup>，此部分污水通过罐车分别拉运到葡一联合站含油污水处理站、葡二联合站含油污水处理站和葡三联合站含油污水处理站，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》（监测时间 2019 年 2 月 8 日~9 日）对葡一联合站污水处理站、葡二联合站污水处理站、葡三联合站污水处理站出水水质进行监测可知，葡一联合站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；葡二联合站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；葡三联合站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，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

### 3.3.3.3 噪声

根据《葡萄花油田及周边区块长关井治理工程监测报告》（监测时间2021年6月7日-8日）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，井场和依托计量间厂界噪声满足《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监测数据表

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

根据《采油七厂加热炉隐患治理工程监测报告》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、2021年3月17日-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 4.8t/a，罐车拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站进行处理。

根据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 12t/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	753t/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	2.38t/a	经加热炉8m以上排气筒达标排放
			SO <sub>2</sub>	3.88t/a	
			NO <sub>x</sub>	17.27t/a	
2	废水	油水井作业污水	SS	2320m <sup>3</sup>	污水通过罐车分别拉运到葡一联合含油污水处理站、葡二联合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	4.8t/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	/	12t/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

根据本次工程监测报告和相关依托场站验收监测数据，本次产能工程依托转油站站內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。油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，各场站厂界无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求。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。根据对区域内已建井场的噪声监测结果，井场厂界昼间夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。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含油污水处理站、葡二联合含油污水处理站和葡三联合含油污水处理站，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：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层。依托场站含油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，用于铺设油田通井路；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，废滤料送至大庆蓝星环保工程有限公司拉运处理。

依托站场环境清洁，地面看不到污油，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。目前所采取的各项环保措施有效，没有其余环境问题。

### 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。

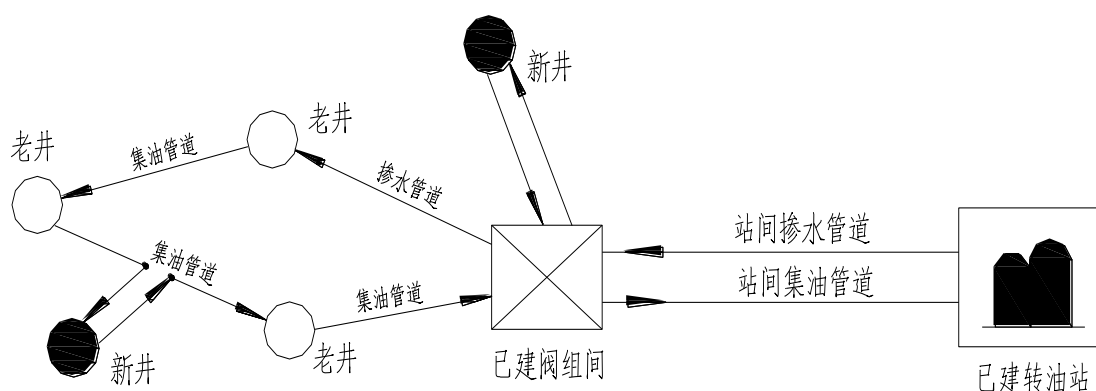


图3.4-1 单管环状掺水集油流程示意图

南256-平315井采用拉油工艺，采出液进入井场现有 $20\text{m}^3$ 高架罐，经罐车拉运至葡五转卸油点（罐内采出液每天拉运一次），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	φ89×4.5	960	挂接至临近 801 计量间 4 环
	葡北 204 计量间	葡 110-46	φ60×3.5	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	φ60×3.5	350	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	φ76×4.5	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	φ60×3.5	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	φ76×4.5	760	葡 73-54 与 73-531 环连接 105 集油间（新建 600m 管线）；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（新建 160m 管线）
葡北 116 计量间	葡 79-79	φ60×3.5	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	φ76×4.5	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				5520	

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Φ89×4.5mm，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。

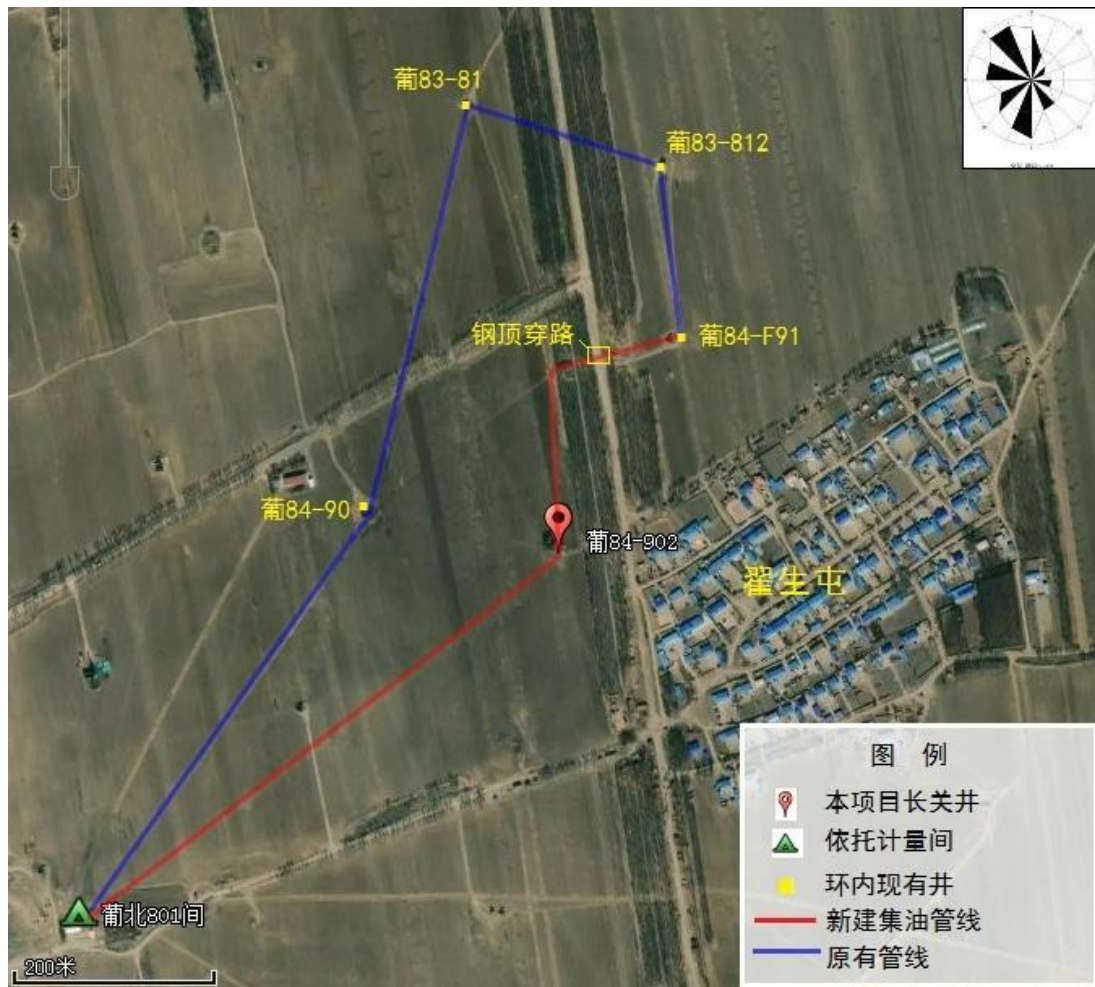


图3.4-2 管线路由图

②葡110-46井、葡10-9-47井

两口井位于耕地中，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，间内有预留阀组，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

该井位于草地中，本次改造将葡110-46新建成环状集油流程重新敷设管线至葡北106集油间，间内有预留阀组，规划新建集油掺水管线规格 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，长度350m，新建环状流程井口组合装置1套。管线路由见图3.4-4。



图3.4-4 管线路由图

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。

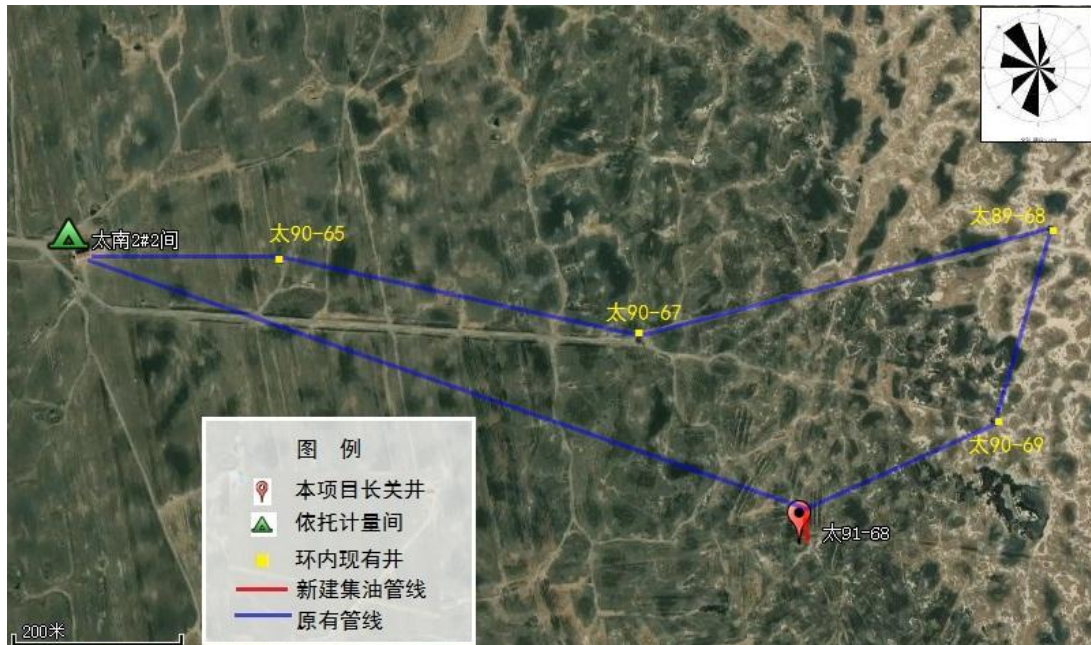


图3.4-5 管线路由图

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 <sup>2</sup>	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。为拉油井场内新建配电箱、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，新增永久占地主要是井场外电力改造新建高压杆、变台杆占地，本工程新增永久占地和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。每座井场新建1根高压直线杆、1根高压T接杆、3根变台杆，线杆规格均为φ190×11000mm，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: hm<sup>2</sup>

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	1.025	0.0006	0.0009
小计	2.76		0.0015	
总计	2.7615			

### 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=360m<sup>3</sup>，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=787.5m<sup>3</sup>；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=3138m<sup>3</sup>。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: m<sup>3</sup>

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3100m<sup>2</sup>，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 <sup>2</sup> )	与项目位置关系	临时占用面积 (hm <sup>2</sup> )
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	0.01

				地内	
--	--	--	--	----	--

### 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 96m<sup>3</sup>。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 76.8m<sup>3</sup>。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 5.52km，其中 φ89×4.5mm-960m、φ76×4.5mm-1680m、φ60×3.5mm-2880m，根据本项目拟建管线的规格和长度，试压用水量=π×管道内径<sup>2</sup>×管道长度×管道壁厚。经计算试压水用水量为 17.1t，试压废水产生量为用水量的 95%，试压废水量为 16.25t。试压废水由罐车收集拉运至葡二联合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。

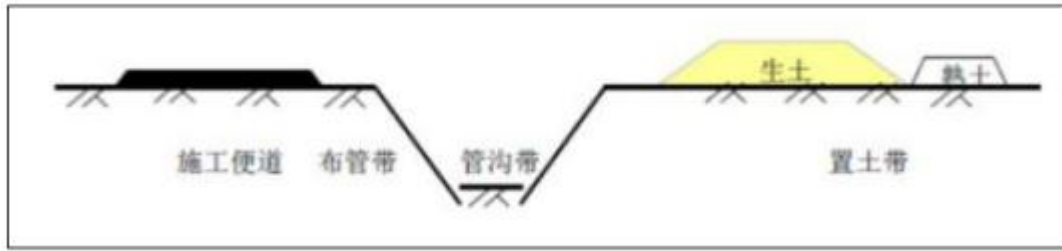


图3.4-12 管道施工平面布置图

### 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合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。

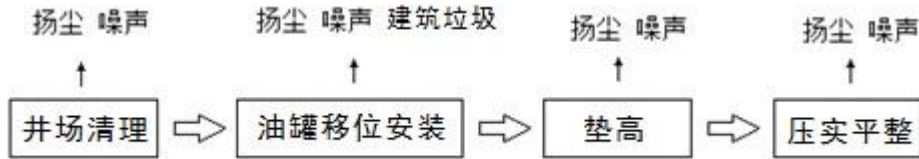


图 3.4-14 井场施工工艺流程及产污节点图

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 3.4-15。

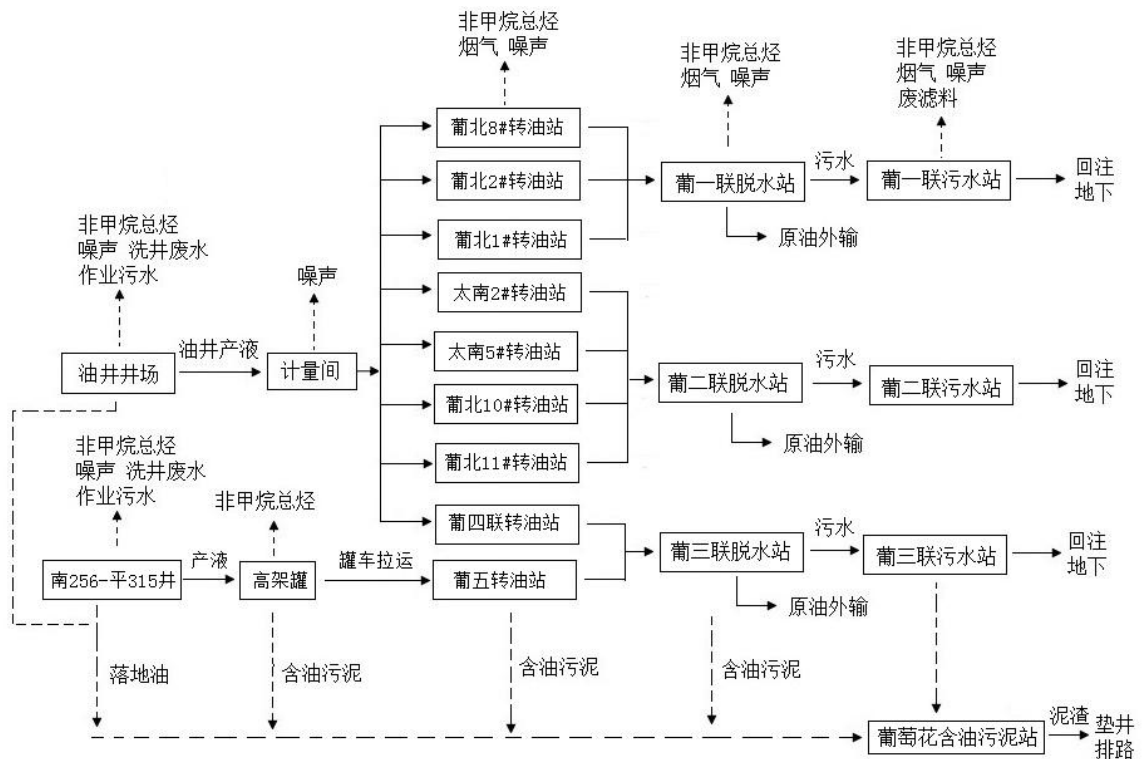


图 3.4-15 运营期总工艺流程及产污节点

### 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、压裂开井	产生扬尘、噪声污染、建筑垃圾、废包装袋、废射孔液、废压裂液	TSP、噪声、COD
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<sub>x</sub> 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、新建集油管道、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/m<sup>3</sup>。

##### ② 管线、道路、井场施工扬尘

本项目新建集油管线5.52km，道路改造1.5km，管线施工临时占地面积55200m<sup>2</sup>，道路占地面积为5250m<sup>2</sup>，平整垫高井场1200m<sup>2</sup>，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/m<sup>2</sup> s，考虑本项目实际情况，TSP产生系数取0.03mg/m<sup>2</sup> s，取施工现场的扰动面积比为70%，按每天施工时间8h计算，管线、道路及井场施工产生的扬尘为37.3kg/d。

##### ③ 施工机械、运输车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO<sub>2</sub>、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

##### ④ 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为CO、CO<sub>2</sub>、O<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>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、废压裂返排液和施工人员的生活用水。

##### ① 试压废水

本工程新建集油管线采取水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压

用水总量为 17.1t，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 16.25t，主要污染因子为 SS，管道试压废水由罐车收集拉运至葡二联合油污水处理站处理后回注油层，不外排。

### ②生活污水

地面建设期施工人员 20 人，每人每天用水 80L，生活污水按用水量的 80%计算，建设项目施工期约 60d，则生活污水产生量为 76.8t。施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

### ③废压裂返排液

根据工程方案，本次产能有 3 口油井需要采取压裂开井，废压裂液产生量约 36m<sup>3</sup>/井，共计产生废压裂液最大为 108m<sup>3</sup>。

建设项目废水产生及排放情况详见表 3.4-17。

表 3.4-17 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	排放量	主要污染物	去向及措施
1	试压废水	16.25t	SS	由罐车收集拉运至葡二联合油污水处理站处理后回注，不外排
2	生活污水	76.8t	COD、NH <sub>3</sub> -N	施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥
3	废压裂返排液	108m <sup>3</sup>	SS	由罐车拉运至葡二联合废压裂液处理站处理

### (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

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

### (4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要有废射孔液、射孔液和压裂液废包装袋、废防渗布、管线施工废料、建筑垃圾、电力施工更换旧线杆以及施工人员产生的生活垃圾。

#### ①废射孔液

本项目三口井采取压裂开井，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 48m<sup>3</sup>，共计产生废射孔液 144m<sup>3</sup>。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，本项目新建管道 5.52km，因此，施工废料产生量为 0.11t，统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。

#### ③废旧线杆

电力施工将对井场本次产能对利用井井场直线杆进行更换，拆除直线杆 10 根，由施工单位送至采油七厂资产库回收。

#### ④建筑垃圾

通井路改造时对两处涵洞进行修复改造、南 256-平 315 井场平整及高架罐迁移时，都会产生废砼块、废砖头等建筑垃圾，产生量约为 5m<sup>3</sup>，建筑垃圾由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场。

#### ⑤废包装袋和废防渗布

本项目废包装袋主要为射孔液和压裂液中废纯碱、废氯化钠等包装袋、废弃防渗布、废过硫酸钾包装袋。采油工程作业过程中，单井废氯化钠、黏土包装袋和废防渗布产生量约为 0.01t，本项目 3 口井需要射孔，故废氯化钠、黏土包装袋和废防渗布产生量约为 0.03t；本项目 3 口井需要压裂开井，废碳酸钠等包装袋产生量为 0.03t。施工期废纯碱、废氯化钠等包装袋和废弃防渗布产生量总为 0.06t，属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，集中收集后由施工单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

本项目 3 口油井进行压裂，则废过硫酸钾包装袋产生量约为 3 个。废过硫酸钾包装袋属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，危废代码 900-041-49，委托有资质单位及时进行处置。

#### ⑥生活垃圾

地面建设期间施工人员会产生生活垃圾，类比同类工程，每人每天产生生活垃圾 0.5kg/d 计，生活垃圾产生量为 0.6t。由施工单位集中收集委托环卫部门拉运至大庆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	144m <sup>3</sup>	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	0.11t	一般废物	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
3	废旧线杆	10 根	一般废物	全部回收至采油七厂资产库
4	建筑垃圾	5m <sup>3</sup>	一般废物	由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场
5	废纯碱、废氯化钠等包装袋和废弃防渗布	0.06t	一般废物	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
6	废过硫酸钾包装袋	3 个	危险废物	委托有资质单位进行处置
7	生活垃圾	0.6t	/	由施工单位集中收集委托环卫部门拉运至大庆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无组织挥发烃类气体

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

建设项目共部署 10 口油井，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  $1.4175 \text{g/kg}$  原油，建设项目运营期非甲烷总烃无组织排放量为  $4000 \times 1.4175 \times 10^{-6} = 5.67 \text{kg/a}$ 。

##### 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。

根据《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），葡北 1 转油站加热炉烟气中污染物的排放平均浓度为颗粒物  $12.3 \text{mg/m}^3$ ， $\text{SO}_2$   $20.3 \text{mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x$   $88.8 \text{mg/m}^3$ ；葡二联合站加热炉烟气中污染物平均浓度颗粒物为  $11.6 \text{mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x$   $83.8 \text{mg/m}^3$ ， $\text{SO}_2$   $18.5 \text{mg/m}^3$ ，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉的标准要求。根据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，均能够满足《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。

根据建设单位提供各场站耗气量、处理液量、本次新增处理液量，类比计算依托场站新增耗气量，具体见表 3.4-20。

表 3.4-20 项目依托场站现有与新增耗气量一览表

场站名称	目前处理情况		本次新增	
	处理液量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	耗气量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	处理液量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	耗气量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a
葡北 8#转油站	172.4	145	1.6425	1.381453
葡北 10#转油站	233.235	222.3	0.146	0.139155
葡北 11#转油站	182.5	173.3	0.4052	0.384773
葡北 1#转油站	361.7	152	0.573	0.240796
葡北 2#转油站	152.2	150	0.876	0.863338
葡四联转油站	219	310.8	0.1825	0.259
葡五转油站	149.65	101	0.0365	0.024634
太南 2#转油站	150	142.4	0.73	0.693
太南 5#转油站	80	76.2	0.2555	0.243

根据上述分析，本次工程场站加热炉污染物浓度参照折算浓度最大值计算，加热炉烟气量参照《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），新增燃烧烟气污染物排放量见表 3.4-21。

表 3.4-21 加热炉烟气排放情况一览表（新增负荷）

场站名称	燃气量 (万 m <sup>3</sup> /a)	烟气量 (万 m <sup>3</sup> /a)	污染物排放情况 (t/a)		
			颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
葡北 8#转油站	1.38	18.79	0.0023	0.0039	0.016
葡北 10#转油站	0.14	1.89	0.00023	0.0004	0.0016
葡北 11#转油站	0.38	5.23	0.00063	0.0011	0.0045
葡北 1#转油站	0.24	3.27	0.00043	0.00075	0.003
葡北 2#转油站	0.86	11.74	0.0015	0.0027	0.011
葡四联转油站	0.26	3.52	0.00046	0.00081	0.0032
葡五转油站	0.025	0.34	0.00004	0.0001	0.0003
太南 2#转油站	0.693	9.42	0.0011	0.0020	0.0081
太南 5#转油站	0.243	3.3	0.0004	0.00069	0.00028
合计	/	/	0.0071	0.012	0.048

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 3.4-22。

表 3.4-22 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
----	----	-----	-----	-------	------	-------	----

				核算方法	废气产生量万m <sup>3</sup> /a	产生浓度mg/m <sup>3</sup>	产生量t/a	工艺	效率%	核算方法	废气排放量万m <sup>3</sup> /a	排放浓度mg/m <sup>3</sup>	排放量t/a	时间h
原油集输	油田区域	井场、集油间、转油站、输系统等	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	0.00567	/	0	排污系数法	/	/	0.00567	8760
原油脱水	葡北8#转油站	现有加热装置3台	颗粒物	实测法、产污系数法	18.79 (分担量)	12	0.0023	/	0	排污系数法	18.79	12	0.0023	8760
			SO <sub>2</sub>			21	0.0039	/	0			21	0.0039	
			NO <sub>x</sub>			86	0.016	/	0			86	0.016	
	葡北10#转油站	现有加热装置4台	颗粒物	实测法、产污系数法	1.89 (分担量)	12	0.00023	/	0	排污系数法	1.89	12	0.00023	8760
			SO <sub>2</sub>			21	0.0004	/	0			21	0.0004	
			NO <sub>x</sub>			86	0.0016	/	0			86	0.0016	
	葡北11#转油站	现有加热装置4台	颗粒物	实测法、产污系数法	5.23 (分担量)	12	0.00063	/	0	排污系数法	5.23	12	0.00063	8760
			SO <sub>2</sub>			21	0.0011	/	0			21	0.0011	
			NO <sub>x</sub>			86	0.0045	/	0			86	0.0045	
	葡北1#转油站	现有加热装置4台	颗粒物	实测法、产污系数法	3.27 (分担量)	13.2	0.00043	/	0	排污系数法	3.27	13.2	0.00043	8760
			SO <sub>2</sub>			23	0.00075	/	0			23	0.00075	
			NO <sub>x</sub>			92	0.003	/	0			92	0.003	
	葡北2#转油站	现有加热装置3台	颗粒物	实测法、产污系数法	11.74 (分担量)	13.2	0.0015	/	0	排污系数法	11.74	13.2	0.0015	8760
			SO <sub>2</sub>			23	0.0027	/	0			23	0.0027	
			NO <sub>x</sub>			92	0.011	/	0			92	0.011	
	葡四联转油站	现有加热装置6台	颗粒物	实测法、产污系数法	3.52 (分担量)	13.2	0.00046	/	0	排污系数法	3.52	13.2	0.00046	8760
			SO <sub>2</sub>			23	0.00081	/	0			23	0.00081	
			NO <sub>x</sub>			92	0.0032	/	0			92	0.0032	
	葡五转油站	现有加热装置3台	颗粒物	实测法、产污系数法	0.34 (分担量)	13.2	0.00004	/	0	排污系数法	0.34	13.2	0.00004	8760
			SO <sub>2</sub>			23	0.0001	/	0			23	0.0001	
			NO <sub>x</sub>			92	0.0003	/	0			92	0.0003	
	太南2#转油站	现有加热装置7台	颗粒物	实测法、产污系数法	9.42 (分担量)	12	0.0011	/	0	排污系数法	9.42	12	0.0011	8760
			SO <sub>2</sub>			21	0.0020	/	0			21	0.0020	
			NO <sub>x</sub>			86	0.0081	/	0			86	0.0081	

太南5#转油站	现有加热装置4台	颗粒物	实测法、产污系数法	3.3 (分担量)	12	0.0004	/	0	排污系数法	3.3	12	0.0004	8760
		SO <sub>2</sub>			21	0.00069	/	0			21	0.00069	
		NO <sub>x</sub>			86	0.00028	/	0			86	0.00028	

## (2) 废水

运营期产生的废水主要为油井作业废水、清防蜡废水及油井采出液分离出的含油污水。

### ①油井作业废水

油井作业周期为 1.5 年，结合建设单位多年运营作业结果可知，油井作业废水产生量 4m<sup>3</sup>/井·次，10 口油井共产生作业污水量约 26.7m<sup>3</sup>/a，其主要污染物为石油类、悬浮物。作业时需铺设防渗布，产生的废水由罐车分别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，处理达标后回注油层。

### ②清防蜡废水

本项目油井热洗周期为 100-152 天/井次，洗井时间 5~10 小时，每小时热洗用水量为 15m<sup>3</sup>，经计算，本项目 10 口油井热洗用水量最大为 5475m<sup>3</sup>/a，热洗废水通过集输系统最终进入葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。拉油井产生的热洗废水由热洗罐车拉运至葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。

### ③油田采出水

油井井场采出液依托葡一联脱水站、葡二联脱水站、葡三联脱水站处理，根据工程方案开发预测指标，本项目 10 口油井最大含油污水产生量为 118.8t/d，则全年含油污水产生最大量为 43362t/a，分离出的污水由管线输送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处理达标后回注油层，不外排。

表 3.4-23 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	43362	/	/	输送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	/	/	/	/	/
井下	油井	作业	石油	类比	26.7	/	/	罐车拉运至葡一联含油污水	/	/	/	/	/

作业		废水	类	法				站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理					
洗井	油井	热洗废水	石油类	类比法	5475	/	/	输送至葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理	/	/	/	/	/

### (3) 噪声

建设项目运营期噪声源主要是井场抽油机机械噪声，本项目依托场站无新增设备，无新增噪声源。主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表3.4-24。

表3.4-24 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值dB(A)	
井场	抽油机	抽油机	连续	类比法	65-75	低噪声设备	/	类比法	<75	24

### (4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。

#### ①含油污泥

运营期含油污泥主要来自依托场站定期清淤，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约0.2-0.4t（本工程以0.3t计）。本工程建成后年产原油 $0.4 \times 10^4$ 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0.33t/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0.17t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于HW49类危险废物，危险废物代码为900-041-49。由建设单位收集后委托有资质单位处置。

表 3.4-25 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	0.33t/a	0.33t/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				0.12t/a	0.12t/a	
井场	油井作业	含油防渗布	HW49 其他废物	900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质	产污系数法	0.17t/a	0.17t/a	委托资质单位拉运处理

### 3.4.3.3 危险废物分析

表3.4-26 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	废过硫酸钾包装袋
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW49 其他废物	HW49 其他废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-041-49	900-041-49
产生量	0.33t/a	0.12t/a	0.17t/a	3 个
产生工序	油井修井作业	井场作业、场站清淤	油井修井作业	压裂开井
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料	塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类	过硫酸钾
产废周期	油井作业 1 次/1.5 年，场站分离器清淤 每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1 次/1.5 年	施工期
危险特性	T, I	T, I	T, In	T, In
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置	送至有资质单位进行处置

### 3.4.7 污染物产排情况及“三本帐”汇总

#### 3.4.4.1 污染物产生及排放情况

本项目施工期和运营期污染物产生及排放情况见表3.4-27。

表3.4-27 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）	2.2t	2.2t	洒水抑尘、原料苫盖、无组织排放
	井场、场站等	非甲烷总烃	0.00567t/a	0.00567t/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	0.0071t/a	0.0071t/a	经加热炉 8m 以上排气筒达标排放
		SO <sub>2</sub>	0.012t/a	0.012t/a	
NO <sub>x</sub>		0.048t/a	0.048t/a		
废水	试压废水	-	16.25t	0	由罐车收集拉运至葡二联含油污水处理站处理后回注，不外排
	生活污水	COD、NH <sub>3</sub> -N	76.8t	0	施工人员产生的生活污水排入施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥
	废压裂返排液	废压裂液	108m <sup>3</sup>	0	由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站处理
	油田采出水	石油类	43362t/a	0	输送至葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理后回注
	作业废水	石油类	26.7t/a	0	罐车拉运至葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理后回注
	清防蜡废水	石油类	5475 t/a	0	输送至葡一联含油污水站、葡二联含油污水站、葡三联含油污水站处理后回注；拉油井废水由热洗车拉运至葡三联含油污水站处理后回注
固废	井场	废射孔液	144m <sup>3</sup>	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	0.11t	0	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
	井场电力改造	废旧线杆	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	5m <sup>3</sup>	0	由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场
	废纯碱、废氯化钠等包装袋和废弃防渗布	废包装袋	0.06t	0	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场
	废过硫酸钾包装袋	废包装袋	3 个	0	委托有资质单位进行处置

	生活垃圾	生活垃圾	0.6t	0.6t	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	0.33t/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	0.12t/a	0	
	油井作业	含油防渗布	0.17t/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)		< 75dB(A)	低噪声设备

### 3.4.4.2 污染物“三本账”核算

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水和固体废物不排入外环境，因此本次评价只对运行期大气污染物排放情况进行核定。具体内容见表3.4-28。

表3.4-28 项目污染物排放“三本账” 单位：t/a

名称	现有工程排放量	本工程分担量	以新带老削减量	排放总量	增加量
颗粒物	2.38	0.0071	0	2.3871	+0.0071
SO <sub>2</sub>	3.88	0.012	0	3.8812	+0.012
NO <sub>x</sub>	17.27	0.048	0	17.2748	+0.048
非甲烷总烃	753	0.00567	0	753.00567	+0.00567

## 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。南256-平315井利旧井场现有设施，采用拉油工艺。其余油井均并入现有集油环，利旧原有站间集输系统。

### (2) 油气集输采用全密闭集输流程

本项目开发集输管线全密闭，拉油井罐车和高架罐利用气相平衡工艺，减少非甲烷总烃无组织挥发。

### (3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水经葡一联合油污水站、葡二联合油污水站、葡三联含油污水站处理后回注油层，不外排。

(4) 在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	本项目油井均为老井，井场不新增永久占地，仅电力线杆新增少量永久占地，各种废弃物均得到合理有效集中处理。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	使用无毒无害油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%。	符合
4	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。	采出水经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 <sup>3</sup> 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，位于北纬 $45^{\circ}36'8.64''\sim 46^{\circ}5'1.69''$ ，东经 $124^{\circ}33'53.91''\sim 124^{\circ}52'43.34''$ ，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 $3.6^{\circ}\text{C}$ ，历年最高气温 $38.9^{\circ}\text{C}$ ，历年最低气温 $-36.2^{\circ}\text{C}$ ，一月份平均气温 $-19.1^{\circ}\text{C}$ ，七月份平均气温 $22.9^{\circ}\text{C}$ 。

风速：平均风速 $3.8\text{m/s}$ ，年最大风速为 $22.7\text{m/s}$ ，SW。

降水量：年平均 $445\text{mm}$ ，年最大降水量 $651.2\text{mm}$ 。年平均水气压： $8.2\text{hpa}$ 。

降雪量：平均积雪 $158\text{d}$ ，最大积雪深度 $220.0\text{mm}$ 。

蒸发量：年平均蒸发量 $1531.4\text{mm}$ ，年最大蒸发量 $1711.0\text{mm}$ ，年最小蒸发量 $1378.4\text{mm}$ 。

#### 4.1.4 地表水体

本工程长关井井场周边主要分布3个较近的地表水体，分别为康家围子泡、白坟泡和建筑泡，康家围子位于葡73-54井场东50m，水域面积约 $17.4\text{km}^2$ ，主要为雨水汇集泡；建筑泡位于南256-平315井场西209m，水域面积约 $7.3\text{km}^2$ ，主要为雨水汇集自然

泡沼。白坟泡位于南 256-平 315 井场东 800m，水域面积约 2.3km<sup>2</sup>，主要为雨水汇集自然泡沼。项目区域地表水系图见附图 33。

#### 4.1.4 水文地质

##### 4.1.4.1 地质概况

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

##### (1) 白垩系明水组 (K2m)

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

##### (2) 第三系上统泰康组 (N2t)

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

##### (3) 第四系 (Q)

###### ① 全新统冲积层 (Q<sub>4</sub>)

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 (Q<sub>3</sub>)

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 (Q<sub>2</sub>)

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 (Q<sub>1</sub>)

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22。

#### (4) 地质构造

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

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

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

#### 4.1.4.2项目区水文地质条件

##### (1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成，厚度 1.5~2.5m。地下水水位埋深 2.4~4.5m，弱富水性，单井涌水量小于  $100 \text{m}^3/\text{d}$ ，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  $5.0 \sim 15.0 \text{m/d}$ 。富水性较强，单井涌水量为  $1200 \sim 1500 \text{m}^3/\text{d}$ 。地下水水位水化学类型为  $\text{HCO}_3\text{-Na}$  型水，矿化度  $< 0.5 \text{g/L}$ ，PH 值 7.10~8.20，总硬度（以  $\text{CaCO}_3$  计）为  $85.0 \sim 657.5 \text{mg/L}$ 。

##### (3) 第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层

泰康组承压含水层其岩性主要是砂砾岩，与上部第四系含水层之间有一层不布不稳定的泥岩，厚度一般在 22~30m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水性。砂砾岩

层结构松散，颗粒较粗，分选性较好，透水性强、富水性好，自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，区域含水层由东向西逐渐增大，由东向西逐渐变薄，顶板埋深一般在 100~120m 之间，含水层累计厚度为 60~70m，承压水头埋深 8.0~12.0m，渗透系数 25.0~35.0m/d。

#### (4) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

按其埋藏条件和含水层特点，分为明水组二段含水层和明水组一段含水层

##### ①明水组二段含水层

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

明水组二段含水层发育相对较差，层数多，沉积主要以透镜体状分布，含水层岩石颗粒较细，孔隙较小而连通性差，有效孔隙度偏小，富水性略差。区域 273mm 管单井出水量 430-1700m<sup>3</sup>/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 1000-2360m<sup>3</sup>/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 23 和附图 24。

#### 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动系统的形成条件。

##### (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

评价区分布有果午泡，南部有奔腾泡，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，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，本项目部分油井位于小东屯湿地、永和村南泡2湿地、厢房村东湿地范围内，湿地保护级别为一般，湿地类型为永久性咸水湖和沼泽化草甸；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和肇源县境内，根据大庆市生态环境局发布的《2020年大庆市生态环境状况公报》，2020年大庆市城区环境空气质量优良天数为326天，环境空气质量优良率为89.1%，环境空气质量统计数据见表4.3-1。

表4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	9	60	15.0	达标
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	18	40	45.0	达标
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	45	70	64.3	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	28	35	80.0	达标
CO	24小时平均第95位百分位数	1100	4000	27.5	达标
O <sub>3</sub>	8小时平均值第90位百分位数	130	160	81.3	达标

根据表4.3-1可知，2020年大庆市基本污染物PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，大庆市属于达标区。

##### 4.3.1.1 特征污染物环境空气质量现状补充监测

###### (1) 监测点位布设

本次评价在工程区域及下风向布设4个环境空气质量现状监测点。本次监测委托大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日~13日对项目井场及周边村屯进行环境空气质量现状监测，监测点位详见表4.3-2、大气环境质量现状监测点位见附图20~附图21。

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	124.68588	45.98820	非甲烷总烃	连续监测七天，每天02、08、14、20时的小时	本项目井场	/
A2	王太生屯	124.78906	46.07979			太60-29新建管线东南	325m

A3	小姜家围子	124.68366	45.88903	浓度值及日均值	葡 10-9-47 东南	2200m
A4	南 256-平 315	124.69291	45.59899		本项目井场	/

## (2) 监测项目

根据本工程大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子：非甲烷总烃。

## (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6月7日~13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	124.68588	45.98820	非甲烷总烃	1h	2	0.31~0.48	24.0	0	达标
王太生屯	124.78906	46.07979	非甲烷总烃	1h	2	0.31~0.47	23.5	0	达标
小姜家围子	124.68366	45.88903	非甲烷总烃	1h	2	0.30~0.47	23.5	0	达标
南 256-平 315	124.69291	45.59899	非甲烷总烃	1h	2	0.31~0.46	23.0	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/m<sup>3</sup>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 地下水现状监测

##### (1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目井场分布，选取项目区域上游、侧向、区域下游等位置，布设13个地下水水质现状监测点（9个潜水含水层水质监测点、4个承压水含水层水质监测点），26个水位监测点。具体监测点位置见附图20~附图21及表4.3-6。

表4.3-6 地下水现状监测点位

序号	点位	经纬度	井深/m	上下游	备注	位置
U1	弓棚子屯水井 (潜水)	E124.79464 N46.08764	17	上游	水质、水位	太 60-29 东 915m
U2	王太生屯水井 (潜水)	E124.78906 N46.07979	20	侧向	水质、水位	太 60-29 新建管线 东南 345m
U3	南厢房水井(潜 水)	E124.87403 N45.99838	17	下游	水质、水位	太 91-68 南 1050m
U4	四撮房屯水井 (承压水)	E124.75018 N45.99993	80	上游	水质、水位	葡 79-79 新建管线 北 40m
U5	翟生屯水井(潜 水)	E124.76597 N45.98748	18	侧向	水质、水位	葡 84-902 东 90m
U6	唐花马屯水井 (潜水)	E124.67456 N45.98482	22	下游	水质、水位	葡 73-54 西南 1050m
U7	下洼子屯水井 (承压水)	E124.75765 N45.95769	110	下游	水质、水位	葡 84-902 新建管线 南 2750m
U8	委什吐村水井 (潜水)	E124.64126 N45.89916	20	下游	水质、水位	葡 110-46 西 730m
U9	东南山屯水井 (潜水)	E124.65053 N45.87976	15	下游	水质、水位	葡 110-46 南 1620m
U10	米太营子屯水井 (承压水)	E124.55389 N45.87993	110	侧向	水质、水位	葡 160-40 西北 1215m
U11	马家窑屯水井 (潜水)	E124.58547 N45.87083	13	下游	水质、水位	葡 160-40 东 1230m
U12	东南山屯水井 (潜水)	E124.70401 N45.59721	17	下游	水质、水位	南 256-平 315 南 690m
U13	建筑村水井(承 压水)	E124.68023 N45.60656	75	下游	水质、水位	南 256-平 315 西 1050m
14	双榆树村	E124.32465 N46.01283	30	/	水位	/

15	大同镇一村	E124.48437 N46.03427	25	/	水位	/
16	老山头乡	E124.44004 N45.53272	30	/	水位	/
17	葡萄花村	E124.35485 N45.54123	25	/	水位	/
18	义顺	E124.25558 N45.48436	35	/	水位	/
19	大兴	E124.38186 N45.46326	30	/	水位	/
20	八井子村	E124.43434 N46.01169	14	/	水位	/
21	钱家屯	E124.42163 N46.00315	15	/	水位	/
22	朱家围子	E124.47274 N45.57545	24	/	水位	/
23	永久村	E124.44109 N45.55571	16	/	水位	/
24	东发村	E124.27384 N45.48482	125	/	水位	/
25	联结村	E124.41562 N45.45428	125	/	水位	/
26	太阳升	E124.35522 N45.56036	120	/	水位	/

### (2) 监测因子

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

### (3) 监测时间和频率

2021 年 6 月 7 日监测，采样 1 次。

### (4) 监测结果

地下水水质监测结果见表4.3-7，地下水水位统计结果见表4.3-8。

表4.3-7 地下水监测结果 单位：mg/L，pH 无量纲

监测项目	弓棚子屯（白家、潜水）	王太生屯（周家、潜水）	南厢房（王家、潜水）	四撮房屯（陈家、承压水）	标准限值
$K^+$	2.68	1.93	1.94	1.31	-
$Na^+$	54.1	61.8	61.2	44.8	$\leq 200$
$Ca^{2+}$	48.9	55.5	54.2	41.3	-

Mg <sup>2+</sup>	9.0	11.1	10.4	8.3	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	241	240	259	196	-
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	-
Cl <sup>-</sup>	44.1	51.9	43.9	34.1	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	24.2	43.2	34.1	22.2	-
pH	7.8	7.6	7.7	7.9	6.5~8.5
总硬度	160	185	179	138	≤450
溶解性总固体	504	559	554	417	≤1000
耗氧量	2.1	2.0	1.8	1.6	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.641	0.531	0.571	0.452	≤1.0
硝酸盐	2.68	1.88	2.35	1.63	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.239	0.207	0.219	0.141	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.05
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.05
铁	0.26	0.27	0.27	0.24	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.09	0.11	0.07	0.03	≤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	13	10	8	≤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(李家、潜水)	唐花马屯(刘家、潜水)	下洼子屯(崔家、承压水)	委什吐村(张家、潜水)	标准限值
K <sup>+</sup>	1.74	2.23	1.24	2.19	-
Na <sup>+</sup>	58.9	62.7	48.2	59.5	≤200
Ca <sup>2+</sup>	52.4	58.8	42.7	52.8	-
Mg <sup>2+</sup>	9.7	10.8	8.3	9.9	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	238	274	207	238	-
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	-
Cl <sup>-</sup>	46.2	49.2	37.1	49.9	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	37.1	37.1	24.2	38.3	-
pH	7.6	7.8	7.9	8.1	6.5~8.5
总硬度	171	192	141	173	≤450

溶解性总固体	530	591	439	537	≤1000
耗氧量	1.9	2.1	1.6	2.1	≤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	0.591	0.621	0.481	0.683	≤1.0
硝酸盐	2.02	2.11	1.72	3.19	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.185	0.207	0.152	0.245	≤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	0.29	0.26	0.24	0.28	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.08	0.09	0.05	0.09	≤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	10	12	6	12	≤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	东南山屯 (陈家、潜水)	米太营子屯 (苏家、承压水)	马家窑屯 (闫家、潜水)	东南山屯 (马家、潜水)	建筑村 (周家、承压水)
K <sup>+</sup>	2.17	1.25	2.48	1.78	1.23
Na <sup>+</sup>	58.4	51.3	62.2	64.3	52.2
Ca <sup>2+</sup>	53.5	44.2	56.6	55.2	43.7
Mg <sup>2+</sup>	9.7	8.5	11.3	10.3	8.4
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	239	225	267	247	221
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	0
Cl <sup>-</sup>	48.7	36.4	48.5	53.2	37.1
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	39.1	23.7	38.2	41.9	22.9
pH	7.83	7.49	7.7	7.9	7.6
总硬度	174	146	189	181	144
溶解性总固体	538	463	581	564	459
耗氧量	2.3	1.7	2.1	1.9	1.9
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物	0.679	0.478	0.562	0.591	0.471
硝酸盐	3.21	1.75	2.51	2.92	1.70

亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
氨氮	0.241	0.164	0.250	0.324	0.171
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
铁	0.29	0.25	0.29	0.28	0.26
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
锰	0.07	0.04	0.08	0.08	0.05
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L
菌落总数	2.17	1.25	10	12	8

地下水水位监测结果统计见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水水位统计结果

序号	点位	井深 (m)	水位 (m)	功能	类型
1	弓棚子屯水井	17	133.3	灌溉	潜水
2	王太生屯水井	20	129.8	灌溉	潜水
3	南厢房水井	17	139.6	灌溉	潜水
4	四撮房屯水井	80	141.4	灌溉、养殖	承压水
5	翟生屯水井	18	134.5	灌溉	潜水
6	唐花马屯水井	22	142.3	灌溉	潜水
7	下洼子屯水井	110	145.5	灌溉、养殖	承压水
8	委什吐村水井	20	139.3	灌溉	潜水
9	东南山屯水井	15	137.8	灌溉	潜水
10	米太营子屯水井	110	129.5	灌溉、养殖	承压水
11	马家窑屯水井	13	133.6	灌溉	潜水
12	东南山屯水井	17	131.3	灌溉	潜水
13	建筑村水井	75	144.6	灌溉	承压水
14	双榆树村	30	140.5	灌溉	潜水
15	大同镇一村	25	135.7	灌溉	潜水
16	老山头乡	30	131.1	灌溉	潜水
17	葡萄花村	25	130.9	灌溉	潜水
18	义顺	35	127.9	灌溉	潜水
19	大兴	30	129.8	灌溉	潜水
20	八井子村	14	130.2	灌溉	潜水
21	钱家屯	15	130.1	灌溉	潜水
22	朱家围子	24	129.3	灌溉	潜水

23	永久村	16	129.5	灌溉、养殖	承压水
24	东发村	125	126.4	灌溉、养殖	承压水
25	联结村	125	126.3	灌溉、养殖	承压水
26	太阳升	120	126.9	灌溉、养殖	承压水

#### (5) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Na}^+$ （ $\text{Na} + \text{K}$ ）、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 将Meq（毫克当量）百分数大于25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共49类。舒卡列夫分类表见表4.3-9。

表4.3-9 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为4组：A组矿化度 $<1.5\text{g/L}$ ，B组 $1.5-10\text{g/L}$ ，C组 $10-40\text{g/L}$ ，D组 $>40\text{g/L}$ 。命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是 $M < 1.5\text{g/L}$ ，阴离子只有 $\text{HCO}_3^- > 25\%\text{Meq}$ ，阳离子有Ca大于 $25\%\text{Meq}$ 。

根据本工程地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$ 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4.3-10和表4.3-11。

表4.3-10 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)
四撮房屯 (陈家、承压水)	$\text{K}^+$	0.034	0.709	4.738	0.94	0.35
	$\text{Na}^+$	1.948	41.110			
	$\text{Ca}^{2+}$	2.065	43.583			
	$\text{Mg}^{2+}$	0.692	14.598	4.650		
	$\text{HCO}_3^-$	3.213	69.101			
	$\text{CO}_3^{2-}$	0.000	0.000			
	$\text{Cl}^-$	0.974	20.953			
	$\text{SO}_4^{2-}$	0.463	9.946			
下洼子屯 (崔家、承	$\text{K}^+$	0.032	0.642	4.954	0.04	0.37
	$\text{Na}^+$	2.096	42.301			

压水)	Ca <sup>2+</sup>	2.135	43.095	4.958		
	Mg <sup>2+</sup>	0.692	13.961			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.393	68.449			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.060	21.381			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.504	10.170			
米太营子屯 (苏家、承压水)	K <sup>+</sup>	0.032	0.619	5.181	0.40	0.39
	Na <sup>+</sup>	2.230	43.052			
	Ca <sup>2+</sup>	2.210	42.657			
	Mg <sup>2+</sup>	0.708	13.672			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.689	70.631	5.222		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.040	19.915			
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.494	9.455				
建筑村(周家、承压水)	K <sup>+</sup>	0.032	0.608	5.186	0.25	0.39
	Na <sup>+</sup>	2.270	43.762			
	Ca <sup>2+</sup>	2.185	42.132			
	Mg <sup>2+</sup>	0.700	13.498			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.623	70.212	5.160		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.060	20.542			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.477	9.246			

表4.3-11 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)
弓棚子屯 (白家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.069	1.224	5.616	0.87	0.42
	Na <sup>+</sup>	2.352	41.884			
	Ca <sup>2+</sup>	2.445	43.537			
	Mg <sup>2+</sup>	0.750	13.355			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.951	69.131	5.715		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.260	22.047			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.504	8.822			
王太生屯 (周家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.049	0.769	6.436	0.93	0.47
	Na <sup>+</sup>	2.687	41.746			
	Ca <sup>2+</sup>	2.775	43.114			
	Mg <sup>2+</sup>	0.925	14.371			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.934	62.280	6.317		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.483	23.473			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.900	14.247			

南厢房 (王家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.050	0.791	6.287	0.61	0.46
	Na <sup>+</sup>	2.661	42.321			
	Ca <sup>2+</sup>	2.710	43.103			
	Mg <sup>2+</sup>	0.867	13.784	6.211		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4.246	68.365			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.254	20.196			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.710	11.439			
翟生屯 (李家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.045	0.739	6.034	0.33	0.44
	Na <sup>+</sup>	2.561	42.442			
	Ca <sup>2+</sup>	2.620	43.422			
	Mg <sup>2+</sup>	0.808	13.397	5.995		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.902	65.086			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.320	22.020			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.773	12.894			
唐花马屯 (刘家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.057	0.863	6.623	0.35	0.49
	Na <sup>+</sup>	2.726	41.159			
	Ca <sup>2+</sup>	2.940	44.389			
	Mg <sup>2+</sup>	0.900	13.588	6.670		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4.492	67.339			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.406	21.074			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.773	11.587			
委什吐村 (张家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.056	0.919	6.108	0.14	0.45
	Na <sup>+</sup>	2.587	42.353			
	Ca <sup>2+</sup>	2.640	43.221			
	Mg <sup>2+</sup>	0.825	13.507	6.125		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.902	63.697			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.426	23.276			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.798	13.027			
东南山屯 (陈家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.056	0.915	6.078	0.38	0.45
	Na <sup>+</sup>	2.539	41.775			
	Ca <sup>2+</sup>	2.675	44.010			
	Mg <sup>2+</sup>	0.808	13.299	6.124		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.918	63.978			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.391	22.721			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.815	13.301			

马家窑屯 (闫家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.064	0.972	6.540	0.15	0.49
	Na <sup>+</sup>	2.704	41.353			
	Ca <sup>2+</sup>	2.830	43.275			
	Mg <sup>2+</sup>	0.942	14.399			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4.377	66.738	6.559		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.386	21.128			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.796	12.134			
东南山屯 (马家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.046	0.707	6.460	0.14	0.47
	Na <sup>+</sup>	2.796	43.279			
	Ca <sup>2+</sup>	2.760	42.727			
	Mg <sup>2+</sup>	0.858	13.288			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4.049	62.855	6.442		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.520	23.595			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.873	13.550			

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

根据计算结果，监测点位的碳酸氢根离子、钠离子、钙离子毫克当量百分比大于 25%。监测点总矿化度小于 1.5g/L。所以本项目监测的地下水潜水化学类型为：HCO<sub>3</sub>—Na+Ca，4-A型淡水。承压水化学类型为：HCO<sub>3</sub>—Na+Ca，4-A型淡水。

#### 4.3.2.3 地下水环境现状评价

##### (1) 评价因子

评价因子为K<sup>+</sup>、Na<sup>+</sup>、Cl<sup>-</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>、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	弓棚子屯（白家、潜水）	王太生屯（周家、潜水）	南厢房（王家、潜水）	四撮房屯（陈家、承压水）	翟生屯（李家、潜水）	唐花马屯（刘家、潜水）	下洼子屯（崔家、承压水）	标准
Na <sup>+</sup>	0.27	0.31	0.31	0.22	0.29	0.31	0.24	≤200
pH	0.53	0.4	0.47	0.6	0.4	0.53	0.6	6.5~8.5
总硬度	0.36	0.41	0.4	0.31	0.38	0.43	0.31	≤450
溶解性总固体	0.5	0.56	0.55	0.42	0.53	0.59	0.44	≤1000
耗氧量	0.7	0.67	0.6	0.53	0.63	0.7	0.53	≤3.0
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
氟化物	0.64	0.53	0.57	0.45	0.59	0.62	0.48	≤1.0
硝酸盐	0.13	0.09	0.12	0.08	0.1	0.11	0.09	≤20
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/	≤0.1
氨氮	0.48	0.41	0.44	0.28	0.37	0.41	0.49	≤0.5
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
砷	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铅	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铁	0.87	0.9	0.9	0.8	0.97	0.87	0.93	≤0.3
汞	/	/	/	/	/	/	/	≤0.001
锰	0.9	<b>1.1</b>	0.7	0.3	0.8	0.9	0.9	≤0.1
镉	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
石油类	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05

总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0
菌落总数	0.12	0.13	0.1	0.08	0.1	0.12	0.12	≤100

续表4.3-11 地下水环境现状评价结果表

项目	委什吐村 (张家、 潜水)	东南山屯 (陈家、 潜水)	米太营子 屯(苏 家、承压 水)	马家窑屯 (闫家、 潜水)	东南山屯 (马家、 潜水)	建筑村 (周家、 承压水)	标准
Na <sup>+</sup>	0.3	0.29	0.26	0.31	0.32	0.26	<200
pH	0.73	0.55	0.33	0.47	0.6	0.4	6.5~8.5
总硬度	0.38	0.39	0.32	0.42	0.4	0.32	≤450
溶解性总 固体	0.54	0.54	0.46	0.58	0.56	0.46	≤1000
耗氧量	0.7	0.77	0.57	0.7	0.63	0.63	≤3.0
氟化物	0.68	0.68	0.48	0.56	0.59	0.47	≤1.0
硝酸盐	0.16	0.16	0.09	0.13	0.15	0.09	≤20
氨氮	0.49	0.48	0.33	0.5	0.65	0.34	≤0.5
铁	0.93	0.97	0.83	0.97	0.93	0.87	≤0.3
锰	0.9	0.7	0.4	0.8	0.8	0.5	≤0.1
菌落总数	0.12	0.13	0.07	0.1	0.12	0.08	≤100
挥发酚	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	≤0.05
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	≤0.1
六价铬	/	/	/	/	/	/	≤0.05
砷	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铅	/	/	/	/	/	/	≤0.05
汞	/	/	/	/	/	/	≤0.001
镉	/	/	/	/	/	/	≤0.01
石油类	/	/	/	/	/	/	≤0.05
总大肠菌 群	/	/	/	/	/	/	≤3.0

从上表我们可以看出，除王太生屯锰超标外，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20~附图21。

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	E124.69291, N45.59899 污染控制点
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	E124.68588, N45.98820 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6月7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	2021.6.7			
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	8.44	8.27	7.95	7.73
铅	6.0	5.7	5.8	5.4
总铬	0.19	0.17	0.18	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	0.15	0.17	0.12
挥发酚	0.0027	0.0026	0.0018	0.0014
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	8.43	8.36	7.84	7.99
铅	5.9	5.4	5.7	5.2
总铬	0.18	0.16	0.15	0.13

汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.17	0.15	0.13	0.10
挥发酚	0.0027	0.0023	0.0019	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6月7~8日对长关井井场周边的地表水体进行了监测。

##### (1) 监测点位

本次评价共布设3个地表水监测点，分别为康家围子泡、白坟泡和建筑泡，监测点布设情况见表4.3-14和附图20~附图21。

表4.3-14 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	经纬度坐标
W1	康家围子泡	葡73-54井场东50m	E124.68795, N45.99735
W2	建筑泡	南256-平315井场西209m	E124.69010, N45.59721
W3	白坟泡	南256-平315井场东800m	E124.71207, N45.60416

##### (2) 监测因子

pH、石油类、氨氮、高锰酸盐指数、硫化物、COD<sub>Cr</sub>。

##### (3) 监测频率

监测2天，每天1次。

##### (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	2021.6.7	2021.6.8
监测点位	康家围子泡	
	DB210607Q01	DB210608Q01
pH	8.4	8.3
COD <sub>Cr</sub>	82	90
高锰酸盐指数	40.2	40.1
氨氮	1.68	1.66

石油类	0.12	0.10
硫化物	0.005L	0.005L
监测点位	建筑泡	
	DB210607Q03	DB210608Q03
pH	8.9	8.8
COD <sub>Cr</sub>	131	128
高锰酸盐指数	52.1	50.5
氨氮	1.16	1.11
石油类	0.11	0.12
硫化物	0.005L	0.005L
监测点位	白坟泡	
	DB210607Q02	DB210608Q02
pH	8.8	8.7
COD <sub>Cr</sub>	113	110
高锰酸盐指数	32.4	32.2
氨氮	0.827	0.822
石油类	0.10	0.09
硫化物	0.005L	0.005L

#### 4.3.3.2地表水现状评价

##### (1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

式中：S<sub>i,j</sub>——评价因子i的水质指数，大于1表明该水质因子超标；

C<sub>i,j</sub>——评价因子i在j点的实测统计代表值，mg/L；

C<sub>si</sub>——评价因子i的水质评价标准限值，mg/L。

pH值指数计算公式如下：

当pH<sub>j</sub> ≤ 7.0时

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

当pH<sub>j</sub> > 7.0时

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

式中：S<sub>pH,j</sub>——pH值的单项指数；

$pH_j$ ——j点pH值监测值；

$pH_{su}$ ——水质标准中pH值上限；

$pH_{sd}$ ——水质标准中pH值下限。

## (2) 执行标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），没有关于康家围子泡、建筑泡和功能区分，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表

采样地点	监测时间	pH	COD	高锰酸盐指数	氨氮	石油类	硫化物
康家围子泡	6月7日	0.7	2.05	2.68	0.84	0.12	/
	6月8日	0.65	2.25	2.67	0.83	0.10	/
建筑泡	6月7日	0.95	3.28	3.47	0.58	0.11	/
	6月8日	0.90	3.20	3.37	0.56	0.12	/
白坟泡	6月7日	0.90	2.83	2.16	0.41	0.10	/
	6月8日	0.85	2.75	2.15	0.41	0.09	/

由评价结果可知，监测时段康家围子泡、建筑泡和白坟泡COD、高锰酸盐指数均超标，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，地表水体超标原因的主要是周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之水体封闭、自身净化能力较弱导致。

## 4.3.4 声环境质量现状调查与评价

### 4.3.4.1 现状监测

#### (1) 监测布点

根据本项目井场布置情况，在项目所在区域共布设3个监测点，监测点布设见表4.3-17，具体监测点位见附图20~附图21。

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	永太村	E124.67452, N45.91392	葡 10-3-52 西北 195m
N2	四撮房屯	E124.75018, N45.99993	葡 79-79 新建管线北 22m
N3	翟生屯	E124.76597, N45.98748	葡 84-902 东 85m

#### (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	2021.6.7		2021.6.8	
	昼间	夜间	昼间	夜间
永太村	51.3	48.9	51.4	48.7
四撮房屯	46.4	44.1	46.1	44.5
翟生屯	45.3	43.6	45.5	43.1

#### 4.3.4.2 现状评价及结果

由上表可知，永太村昼间和夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，四撮房屯和翟生屯昼间和夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准。

#### 4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

##### 4.3.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为风沙土、草甸土。本项目区域土壤类型见附图28。

##### (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 土壤理化性调查

本次土壤理化性调查数据委托大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7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，土体构型见表4.3-20。

表4.3-19 土壤理化性质调查表

时间		2021.6.7		
点号		葡84-902井场占地范围内		
经纬度		45.987906, 124.763215		
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	8.30	8.29	8.20
	阳离子交换(cmol+/kg)	12.7	13.1	12.4
	氧化还原电位 (mv)	217	206	215
	饱和导水率( $\mu\text{m/s}$ )	1.194	1.097	0.996
	土壤容重 ( $\text{g/cm}^3$ )	1.31	1.34	1.41
	孔隙度(%)	50.6	49.4	46.8
点号		南256-平315井场占地内		
经纬度		45.602018, 124.696459		
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	8.22	8.29	8.18
	阳离子交换(cmol+/kg)	11.7	13.5	12.6
	氧化还原电位 (mv)	195	214	223
	饱和导水率( $\mu\text{m/s}$ )	1.107	1.084	0.109
	土壤容重 ( $\text{g/cm}^3$ )	1.52	1.45	1.38
	孔隙度(%)	42.6	45.3	47.9

表4.3-20 土体构型（土壤剖面）表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
葡 84-9 02 井场 占地范 围内	 <p>经度: 124.763215 纬度: 45.987906 地址: 黑龙江省大庆市大同区葡东二路翟生屯 海拔: 147.7米 备注: 葡84-902</p>		0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
南 256- 平 315 井场占 地内	 <p>经度: 124.696180 纬度: 45.602344 地址: 黑龙江省大庆市肇源县东南山 海拔: 142.3米 备注: 南256-平315井</p>		0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 <p>经度: 124.762845 纬度: 45.987845 地址: 黑龙江省大庆市大同区翟生屯 海拔: 149.6米 备注: 葡84-902</p>
			 <p>经度: 124.696538 纬度: 45.602396 地址: 黑龙江省大庆市肇源县东南山 海拔: 140.4米 备注: 南256-平315井</p>

### 4.3.5.3 土壤采样及监测

#### (1) 监测布点

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

数据委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了监测。

通过现场调查，根据土壤类型和项目情况，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，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4.3-21和附图20~附图21。

表4.3-21 土壤监测点位置及土壤现状

编号	监测点名称	经纬度坐标	执行标准	备注
S1	葡 84-902 井场占地范围内	E124.76281 N45.98784	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S2	南 256-平 315 井场占地内	E124.69291 N45.59899		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	葡 73-54 井场占地内	E124.68588 N45.98820		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	太南 2-2 集油间占地范围内	E124.86580 N46.01336		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	葡北 10 号站加热炉区	E124.41199 N46.00294		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	葡 10-9-47 井场占地内	E124.65576 N45.89859		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S7	葡 160-40 井场占地内	E124.56712 N45.87283		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S8	翟生屯居住用地	E124.45535 N45.59117	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S9	葡 73-54 井场南侧 100m 低洼草地	E124.41111 N45.59148	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S10	葡 10-9-47 井场西侧 100m 耕地	E124.39161 N45.53543		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S11	葡 79-79 西侧 100m 草地	E124.44366 N45.59502		采取表层样，在 0~0.2m 取样

### (3) 监测项目

S1#~S7#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙

烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C10-C40)。共47项。

S8#监测点位项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、石油烃，共9项。

S9#~S11#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃，共10项。

(4) 监测时间及频率

监测频率：2021年6月7日一次性采样

(5) 监测结果

土壤监测结果见表4.3-22。

表4.3-22 建设用地土壤环境监测结果（重金属和无机物）单位：mg/kg（pH无量纲）

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.30	8.29	8.20	8.22	8.29	8.18
2	镉 (Cd)	0.12	0.13	0.10	0.11	0.09	0.10
3	汞 (Hg)	0.024	0.015	0.017	0.019	0.022	0.016
4	砷 (As)	3.67	3.49	3.53	3.64	3.49	3.58
5	铅 (Pb)	21	18	19	17	21	18
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	19	17	14	16	19	14
8	镍 (Ni)	23	24	21	23	24	22
9	石油烃	15	14	16	17	15	13
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.36	8.21	8.13	8.30	8.24	8.11
2	镉 (Cd)	0.09	0.12	0.11	0.12	0.10	0.11
3	汞 (Hg)	0.019	0.024	0.021	0.019	0.022	0.023
4	砷 (As)	3.59	3.62	3.47	3.57	3.49	3.55
5	铅 (Pb)	18	17	19	22	20	18
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	15	18	17	19	14	18
8	镍 (Ni)	25	20	19	22	19	23
9	石油烃	10	12	14	16	14	12
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m

1	pH	8.21	8.18	8.09	8.41	8.39	7.96
2	镉 (Cd)	0.09	0.11	0.07	0.13	0.11	0.07
3	汞 (Hg)	0.016	0.020	0.017	0.025	0.023	0.014
4	砷 (As)	3.49	3.59	3.44	3.66	3.69	3.49
5	铅 (Pb)	16	14	17	21	24	14
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	15	18	17	20	18	15
8	镍 (Ni)	24	25	20	25	24	18
9	锌 (Zn)	/	/	/	/	/	/
10	石油烃	15	13	14	15	16	未检出

续表4.3-22建设用地土壤监测结果（挥发、半挥发有机物）单位：mg/kg（pH无量纲）

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			S1#~S7#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间, 对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

续表 4.3-22 农用地土壤监测结果表 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果		
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
pH	7.97	7.74	7.88
镉 (Cd)	0.09	0.07	0.08
汞 (Hg)	0.014	0.012	0.016
砷 (As)	3.55	3.37	3.46

铅 (Pb)	15	14	16
铬 (Cr)	44	52	47
铜 (Cu)	16	13	15
镍 (Ni)	18	21	19
锌(Zn)	53	47	54
石油烃	未检出	未检出	未检出

#### 4.3.5.4土壤环境质量现状评价

##### (1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

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

式中： $P_i$ -土壤中*i*种污染物污染指数；

$C_i$ -土壤中*i*种污染物实测值（mg/kg）；

$S_i$ -土壤中*i*种污染物评价标准（mg/kg）。

##### (2) 评价标准

1#~7#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；9#~11#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

##### (3) 评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表4.3-23。农用地土壤环境质量现状评价结果见表4.3-24。

表4.3-23 建设用地土壤环境现状监测评价结果（重金属和无机物）

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.002	0.002	0.002	0.002	0.001	0.002
3	汞 (Hg)	0.001	0.0005	0.0005	0.001	0.001	0.0005
4	砷 (As)	0.061	0.058	0.059	0.061	0.058	0.06

5	铅 (Pb)	0.026	0.023	0.024	0.021	0.026	0.023
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.026	0.027	0.023	0.026	0.027	0.024
9	石油烃	0.003	0.003	0.003	0.004	0.003	0.003
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
3	汞 (Hg)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
4	砷 (As)	0.06	0.06	0.058	0.06	0.058	0.059
5	铅 (Pb)	0.023	0.021	0.024	0.028	0.025	0.023
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.028	0.022	0.021	0.024	0.021	0.026
9	石油烃	0.002	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.002	0.002	0.07
3	汞 (Hg)	0.0005	0.001	0.0005	0.001	0.001	0.014
4	砷 (As)	0.058	0.06	0.057	0.061	0.062	3.49
5	铅 (Pb)	0.02	0.018	0.021	0.026	0.03	14
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	15
8	镍 (Ni)	0.027	0.028	0.022	0.028	0.027	18
9	石油烃	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	未检出

续表4.3-23 土壤环境现状监测评价结果 (挥发、半挥发有机物)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			S1#~S7#点
1	四氯化碳	/	20	氯苯	/
2	氯仿	/	21	1,2-二氯苯	/
3	氯甲烷	/	22	1,4-二氯苯	/
4	1,1-二氯乙烷	/	23	乙苯	/
5	1,2-二氯乙烷	/	24	苯乙烯	/
6	1,1-二氯乙烯	/	25	甲苯	/

7	顺-1,2-二氯乙烯	/	26	间二甲苯+对二甲苯	/
8	反-1,2-二氯乙烯	/	27	邻二甲苯	/
9	二氯甲烷	/	28	硝基苯	/
10	1,2-二氯丙烷	/	29	苯胺	/
11	1,1,1,2-四氯乙烷	/	30	2-氯酚	/
12	1,1,2,2-四氯乙烷	/	31	苯并[a]蒽	/
13	四氯乙烯	/	32	苯并[a]芘	/
14	1,1,1-三氯乙烷	/	33	苯并[b]荧蒽	/
15	1,1,2-三氯乙烷	/	34	苯并[k]荧蒽	/
16	三氯乙烯	/	35	蒽	/
17	1,2,3-三氯丙烷	/	36	二苯并[a, h]蒽	/
18	氯乙烯	/	37	茚并[1,2,3-cd]芘	/
19	苯	/	38	萘	/

表 4.3-24 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	评价结果		
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.3	0.23	0.27
汞 (Hg)	0.01	0.01	0.01
砷 (As)	0.12	0.11	0.12
铅 (Pb)	0.13	0.12	0.13
铬 (Cr)	0.22	0.26	0.24
铜 (Cu)	0.16	0.13	0.15
镍 (Ni)	0.18	0.21	0.19
锌 (Zn)	0.21	0.19	0.22
石油烃	未检出	未检出	未检出

#### (4) 评价结论

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

### 4.3.6 生态环境现状调查与评价

#### 4.3.6.1 生态环境现状分析

##### (1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本工程大同区所在区域位于 I -6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区，该区位于黑龙江省大庆市，总面积 5170km<sup>2</sup>，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 14200km<sup>2</sup>。该区主要生态环境问题为草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本项目所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75 号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表 4.3-23。生态功能区划图见附图 29。

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、耕地、住宅用地、水域等，草地主要为一般草地，耕地主要为旱田。项目区域土地利用现状图见附图 27、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 <sup>2</sup> )	百分比%
1	草地	36.74	34.9
2	耕地	52.61	49.9
3	住宅用地	8.15	7.7
4	水域	7.91	7.5
合计		105.4	100

#### 4.3.6.2 植被现状调查

大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

### (1) 植物区系特征

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

### (2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸为主，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-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛(*Leymus Chinensis-Artemisetum*)等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

#### ②盐生草甸植被

星星草草甸(Form. *Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泊周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~

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

### （3）人工林

在评价区内人工林主要为杨树林（*Form. Populus canadensis*）。杨树林是评价区主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

### （4）农田植被

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

#### 4.3.6.3 湿地现状调查

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，具体位置见附图16~附图17。

永和村南泡2湿地为永久性咸水湖，保护级别为一般，湿地面积为1356.71hm<sup>2</sup>，天然泡沼，被油田道路现分隔成多个小水泡；厢房村东湿地为沼泽化草甸，保护级别为一般，湿地面积为1202.87hm<sup>2</sup>，地表低洼草地为主；小东屯湿地为沼泽化草甸，保护级别为一般，湿地面积为284.78hm<sup>2</sup>，地表低洼草地为主。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。

#### 4.3.6.4 防沙治沙现状调查

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

#### 4.3.6.5 生态系统现状调查

##### (1) 农田生态系统

##### ①耕地生产条件分析

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

##### ②农业生态系统生产力

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

##### ③农田动物

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

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

#### ④农田防护林体系

人工防护林是本区耕地生态系统的重要组成部分。本区的耕地防护林属于“三北”防护林体系，经过多年建设，在评价区内已经形成林网体系。耕地防护林树种均为杨树，已有 30 几年的树龄，胸径 20~30cm，树高 10~15m，多为成树林和近熟林。区内无天然林分布。耕地防护林对于防风、改善耕地小气候等发挥着重要的生态功能。

### (2) 草地生态系统

#### ①植被群落与分布

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

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

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

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

#### ②草地植被生物量

植被的生物量反映了植被的生产力水平，是区域生态环境质量的重要标志。区内羊草—杂类草草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进行了生态恢复治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六、七十年代相比其草原质量也仅是原来的 50~60%。整个草地盖度在 40~60%左右，平均株高 44~55cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱蓬、碱蒿等。据样方调查，草地生物量为 0.65~0.85t/hm<sup>2</sup>（地面以上部分的风干重），平均为在 0.75t/hm<sup>2</sup> 左右。

#### ③草地生态系统动物调查

草甸草原生境中的动物群包括两栖类的中华大蟾蜍，花背蟾蜍和无斑雨蛙，爬行类的白条锦蛇及红点锦蛇；鸟类有白尾鹞（*Circus cyaneus*）、白头鹞（*C.aeruginosus*）、环颈雉（*P. colchicus karpowi Rothschild*）、蒙古百灵（*Melanocorypha mongolica*）、小沙百灵（*Calandrella cheleensis cheleensis*）、云雀（*Alauda arvensis intermedia*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、灰鹡鸰（*Motacilla cinerea*）、角百灵（*Eremophila alpestris*）、

家燕（*Hirundo rustica*）等、兽类有普通刺猬（*Erinaceus europaeus rinnaens*）、蒙古兔（*Repus capensis rinnaeus*）、草原黄鼠（*Citellus dauricus Rranolt*）、五趾跳鼠（*Allactaga sibirica Forsten*）、黑线仓鼠、布氏田鼠、草原鼯鼠、巢鼠，以及狐（*Vulpus vulpus rinnaeus*）、艾鼬（*Mustela eversmanni lesson*）等。

#### 4.3.6.6 生态环境现状评价结论

本项目位于大庆市大同区和肇源县，本项目评价范围内生态系统类型包括草地生态系统和农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土、草甸土、盐碱土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，本项目区域生态环境总体质量较好。

### 4.4 区域环境污染源调查

#### 4.4.1 大气污染源

建设项目长关井位于农村地区，区域大气污染源主要来自农村居民生活燃用燃料（煤、植物秸秆等）排放的烟气，污染物主要为SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>及颗粒物等。

本项目区域分布有葡北10#转油站、葡北8#转油站等项目依托场站及其下属计量间，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，转油站站內加热炉排放的主要污染物为SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>及颗粒物等。项目区域无其他工业企业等环境污染源。

#### 4.4.2 地表水污染源

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

#### 4.4.3 地下水污染源

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

#### 4.4.4 噪声污染源

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

#### 4.4.5 土壤污染源

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置和洗井水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有井场土壤的调查结果，得出在采油井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离

井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90% 以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 环境空气影响预测与评价

#### 5.1.1 施工期大气环境影响分析

##### (1) 施工扬尘

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

##### (2) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟气，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO<sub>2</sub>、O<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目施工期较短，产生的焊接烟气量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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

#### 5.1.2 运营期大气环境影响预测与评价

##### (1) 项目污染源调查

本项目治理后的10口长关井分别依托9座转油站，长关井投产后场站加热炉新增分担负荷量较小，本工程新增负荷后依托场站污染源点源情况调查见表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 <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
葡北8#转油站	124.74555	45.95659	10	0.3	2.3	92	8760	正常	0.0023	0.0039	0.016
葡北10#转油站	124.68894	46.00817	8	0.3	2.8	94	8760	正常	0.00023	0.0004	0.0016
葡北11#转油站	124.75445	46.00743	8	0.3	2.5	90	8760	正常	0.00063	0.0011	0.0045

葡北1# 转油站	124.69879	45.91080	25	0.5	2.5	93	8760	正常	0.0004 3	0.000 75	0.003
葡北2# 转油站	124.66453	45.90757	8	0.3	2.4	94	8760	正常	0.0015	0.002 7	0.011
葡四联 转油站	124.57490	45.86620	8	0.3	2.0	95	8760	正常	0.0004 6	0.000 81	0.0032
葡五转 油站	124.68765	45.80787	18	0.5	2.1	93	8760	正常	0.0000 4	0.000 1	0.0003
太南2# 转油站	124.86284	45.98768	8	0.3	2.3	92	8760	正常	0.0011	0.002 0	0.0081
太南5# 转油站	124.79847	46.07350	8	0.3	2.3	90	8760	正常	0.0004	0.000 69	0.00028

本次评价面源范围选取10口长关井治理后单日产油量最大的井场——葡110-46井，该井单日最大产油量2.5t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为1.4175g/kg，则葡110-46油井开采、集输、处理全过程挥发性有机物挥发量为3.544kg/d（2500kg/d×1.4175g/kg×10<sup>-6</sup>t/g=3.544kg/d），井场非甲烷总烃逸散量为1.063kg/d（3.544kg/d×30%=1.063kg/d），排放速率为1.063kg/24h=0.044kg/h，井场规格为30m×40m，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
葡 110- 46井	124.65 103	45.8966 8	139.4	40	30	0	3	8760	连续	0.044

### (2) 估算模式计算结果

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐模型中估算模型AERSCREEN分别计算项目污染源的最大影响，然后按评价工作分级判据进行分级。本项目运行后每个转油站新增1~2口油井，依托场站加热炉新增分担量负荷较小，加热炉烟气对大气环境整体影响变化不大。本项目大气影响预测以井场面源为主，面源预测结果见表5.1-3。

表5.1-3 面源预测估算模型计算结果表

下风向距离	矩形面源	
	NMHC浓度(μg/m <sup>3</sup> )	NMHC占标率(%)
10	0.10612	5.31
30	0.14928	7.46
50	0.16733	8.37
56	0.16836	8.42
100.0	0.15037	7.52

500.0	0.065094	3.25
1000.0	0.039136	1.96
1500.0	0.028168	1.41
2000.0	0.021752	1.09
2500.0	0.017577	0.88
下风向最大浓度及占标率	0.16836	8.42
下风向最大浓度出现距离 (m)	56	/
D10%最远距离	/	/

从上表可以看出，本项目井场面源排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离56m，最大地面浓度为0.17mg/m<sup>3</sup>，井场场界30m处非甲烷总烃落地浓度0.15mg/m<sup>3</sup>，能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准值：4.0mg/m<sup>3</sup>，对周围大气环境影响不大。

### (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 <sup>3</sup> )	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	0.000263	0.0023
		SO <sub>2</sub>	21	0.000445	0.0039
		NO <sub>x</sub>	86	0.001826	0.016
2	葡北 10#转油站	颗粒物	12	0.00003	0.00023
		SO <sub>2</sub>	21	0.00005	0.0004
		NO <sub>x</sub>	86	0.000183	0.0016
3	葡北 11#转油站	颗粒物	12	0.00007	0.00063
		SO <sub>2</sub>	21	0.000126	0.0011
		NO <sub>x</sub>	86	0.000514	0.0045
4	葡北 1#转油站	颗粒物	13.2	0.00005	0.00043
		SO <sub>2</sub>	23	0.00009	0.00075
		NO <sub>x</sub>	92	0.000342	0.003
5	葡北 2#转油站	颗粒物	13.2	0.000171	0.0015
		SO <sub>2</sub>	23	0.000308	0.0027
		NO <sub>x</sub>	92	0.001256	0.011
6	葡四联转油站	颗粒物	13.2	0.00005	0.00046
		SO <sub>2</sub>	23	0.00009	0.00081
		NO <sub>x</sub>	92	0.000365	0.0032
7	葡五转油站	颗粒物	13.2	0.000005	0.00004
		SO <sub>2</sub>	23	0.00001	0.0001
		NO <sub>x</sub>	92	0.00003	0.0003

8	太南 2#转油站	颗粒物	12	0.000126	0.0011
		SO <sub>2</sub>	21	0.000228	0.0020
		NO <sub>x</sub>	86	0.000925	0.0081
9	太南 5#转油站	颗粒物	12	0.00005	0.0004
		SO <sub>2</sub>	21	0.00008	0.00069
		NO <sub>x</sub>	86	0.000003	0.00028
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.0071
		SO <sub>2</sub>			0.012
		NO <sub>x</sub>			0.048

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 <sup>3</sup> )	
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	0.00567
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		0.00567	

### 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非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中要求，依托场站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，本项目油井接入场站后，所占的分担量较小，依托场站加热炉对周边大气环境影响变化不大，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 <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 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 <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、颗粒物) 其他污染物 (非甲烷总烃)		包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>

	评价基准年	(2020) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>				现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 <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 <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>本项目</sub> 最大占标率 <input type="checkbox"/> 100% <input type="checkbox"/>			C <sub>本项目</sub> 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C <sub>本项目</sub> 最大占标率 <input type="checkbox"/> 10% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C <sub>本项目</sub> 最大占标率 <input type="checkbox"/> 30% <input type="checkbox"/>		C <sub>本项目</sub> 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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、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 <sub>2</sub> : ( ) t/a	NO <sub>x</sub> : ( ) t/a	颗粒物: ( ) t/a	VOCs: (0.00567) t/a			
注: “ <input type="checkbox"/> ”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

本工程长关井井场周边主要分布3个较近的地表水体, 分别为康家围子泡、白坟泡和建筑泡, 康家围子位于葡73-54井场东50m, 建筑泡位于南256-平315井场西209m, 白坟泡位于南256-平315井场东800m。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是管线试压废水、压裂返排液以及生活

污水，污染因子主要为石油类、氨氮。

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

### 5.2.1.1 施工期水环境影响分析

#### (1) 试压废水

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

#### (2) 生活污水

本项目施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场周边阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥，不会对周边环境产生影响。

#### (3) 废压裂返排液

本项目三口长关井采用压裂开井，井场铺垫防渗布，压裂返排液集中回收进入罐车，由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站处理后进入葡二联污水处理站，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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不会对地表水体产生影响。

### 5.2.1.2 运营期水环境影响分析

#### (1) 产液分离水对地表水环境影响

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

葡一联合油污水处理站老站处理工艺为“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”，葡二联合油污水处理站和葡三联合油污水处理站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”处理工艺，根据前文依托工程能力核实，污水处理站剩余能力可以满足本项目要求。

根据《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》中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，污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不会对地表水体产生影响。

本项目运营期依托场站不新增值班人员，无新增生活污水。综上所述，项目正常状况

下施工期和运行期产生的废水均能得到合理处置，不会对周围地表水环境产生污染影响。

## **(2) 作业废水和清防蜡废水对地表水环境影响**

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

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

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

③ 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染周边地表水环境。

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

## **5.2.2 地下水环境影响预测与评价**

### **5.2.2.1 施工期地下水环境影响分析**

本项目施工期产生的废水主要为管线试压废水、废压裂返排液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合含油污水处理站处理后回注，不外排，本项目施工人员产生的生活污水排入本项目施工现场附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。废压裂返排液由罐车拉运至葡二联合废压裂液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2.5t/d，根据大庆油田多年统计数据，油井套管发生泄漏源强以单井每天的产油量10%计，即250kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

#### (2) 预测因子

预测因子选取项目特征污染物石油类。

#### (3) 预测模型

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

连续注入示踪剂—平面连续点源

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

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C(x, y, t) ——t时刻 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——承压含水层的厚度，m；

$m_t$ ——单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

U——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度

$D_L$ ——纵向弥散系数， $m^2/d$ ；

$D_T$ ——横向 y 方向的弥散系数  $m^2/d$ ；

#### (4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，承压水地下水流速度 0.005m/d；根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数  $0.5m^2/d$ ，横向弥散系数  $0.03m^2/d$ ，有效孔隙度为 0.3，水力坡度  $I=0.3\%$ ，承压含水层厚度采用 2m，化学反应常数为 0。

#### (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

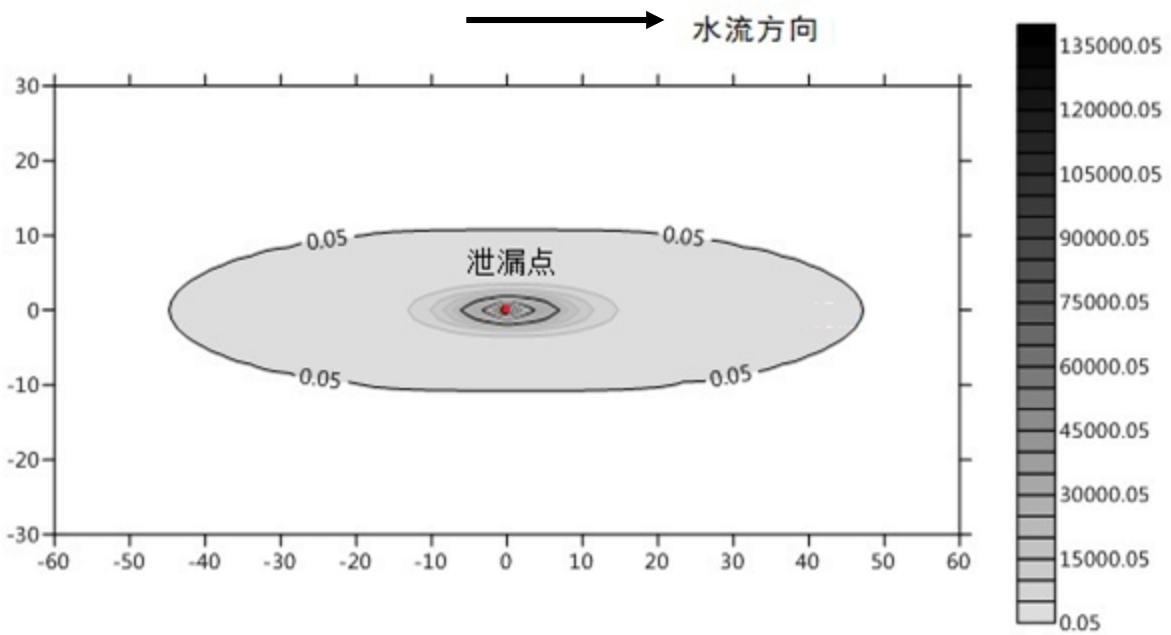


图 5.2-1 油井套管石油类泄漏 100d 预测范围示意图

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
0m	2.23E+01	6.03E+02	8.74E+03	2.17E+05	5.72E+03	8.48E+01	1.50E-01
-10m	8.23E+00	1.94E+02	1.92E+03	6.00E+03	1.69E+03	3.22E+01	6.11E-02
-30m	0	0	5.41E-01	1.32E+00	0	0	0

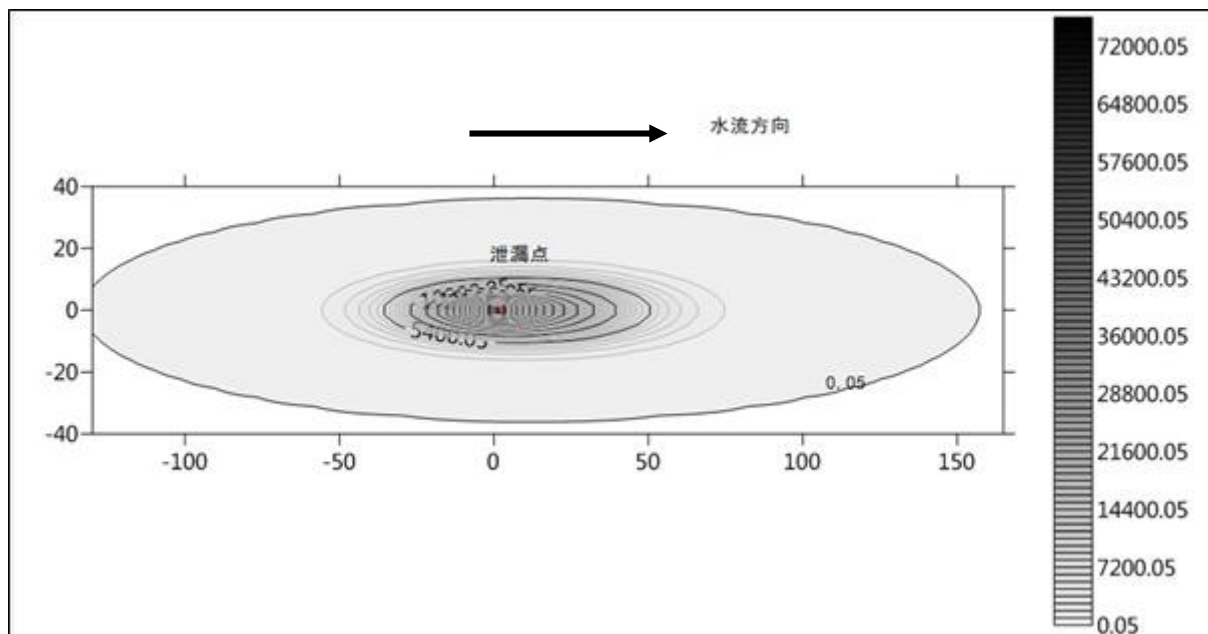


图 5.2-2 油井套管石油类泄漏 1000d 预测范围示意图

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，本项目井场周边在此范围内无饮用水井分布，葡84-902距最近村屯水井为东南侧102m翟生屯水井（地下水流向侧向），若发生套损事故可能对其产生一定影响，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 2.5t/d，假设其集油管线发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以油井产油量的 10%计，由于集油管线设有实时监控系统，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 10.42kg。

#### (2) 预测因子

预测因子选取项目特征污染物石油类。

#### (3) 预测模型

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

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：x, y--计算点处的位置坐标；

t--时间，d；

C (x, y, t) --t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M--含水层的厚度，m；

m<sub>M</sub>--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<sub>e</sub>--有效孔隙度，无量纲；

D<sub>L</sub>--纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

D<sub>T</sub>--纵向 y 方向的弥散系数，m<sup>2</sup>/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，潜水地下水流速度 0.005m/d；根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数 0.6m<sup>2</sup>/d，横向弥散系数 0.01m<sup>2</sup>/d，有效孔隙度为 0.3，水力坡度 I=0.3%，潜水含水层厚度采用 1.75m，化学反应常数为 0。

#### (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

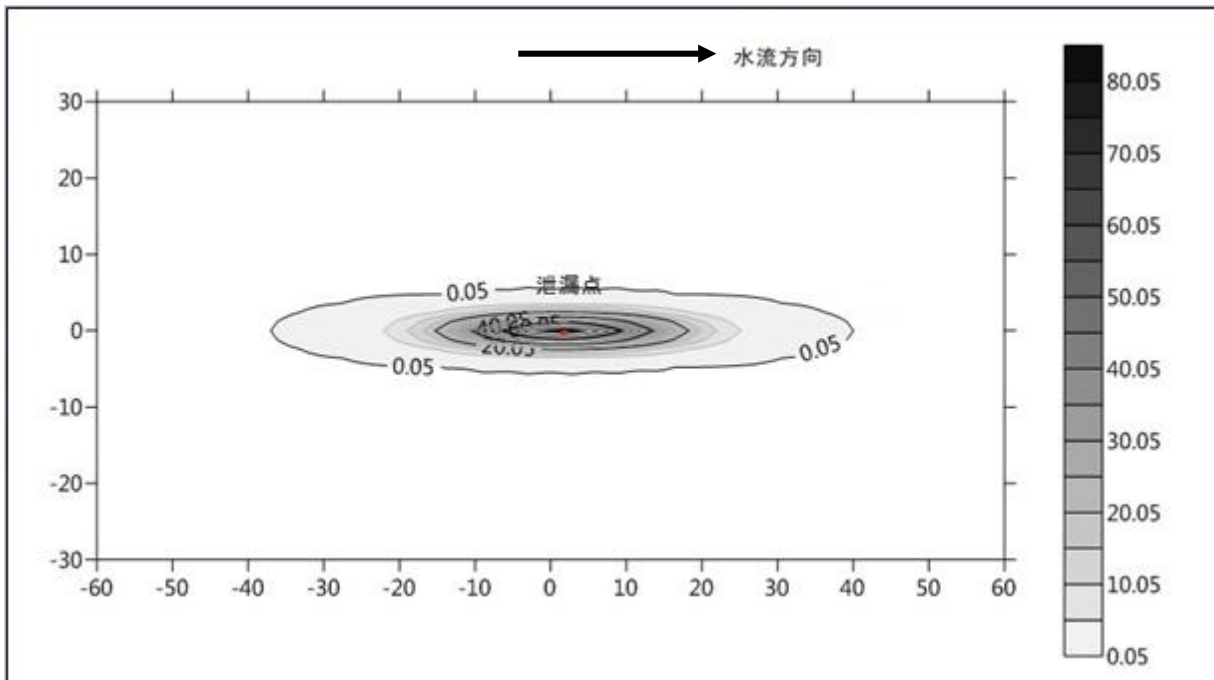


图 5.2-3 集油管道石油类泄漏 100d 预测范围示意图

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

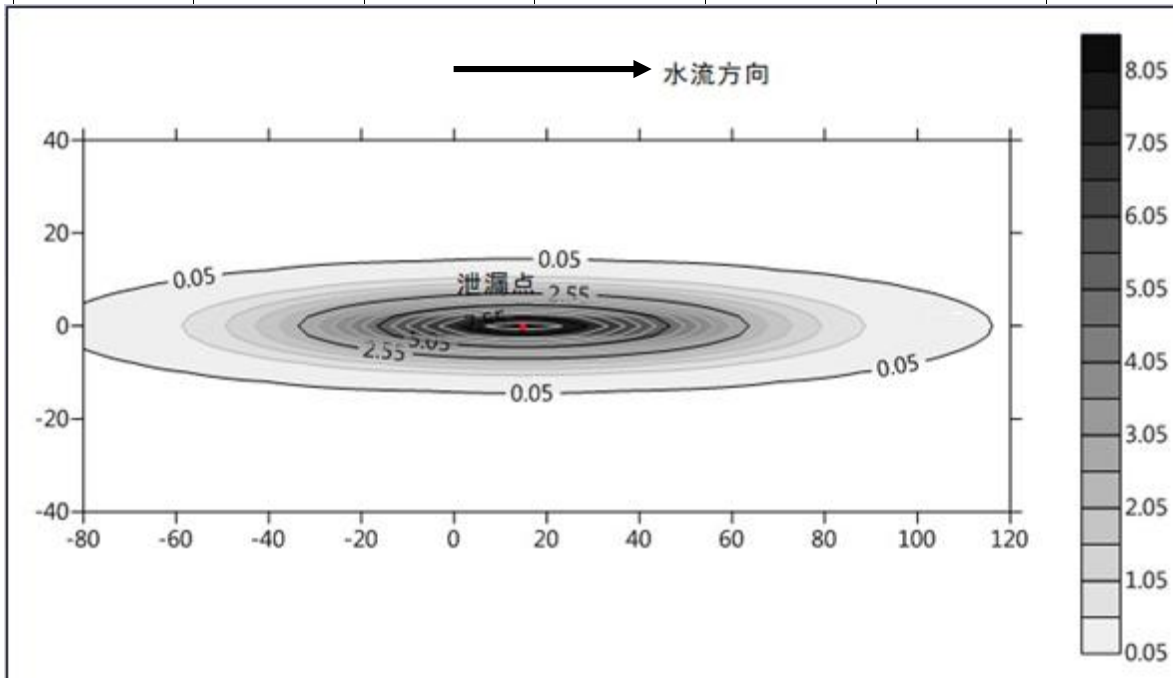


图 5.2-4 集油管道石油类泄漏 1000d 预测范围示意图

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，本项目集油管线周边在此范围内无饮用水井分布，太60-29井新建管线东南330m为王太生屯水井，该村井为灌溉和养殖用水水井，预测集油管线泄漏后石油类对其几乎不产生影响。

### 5.2.2.7 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治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

## 5.3 声环境影响分析

### 5.3.1 施工期声环境影响分析

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，施工机械噪声衰减结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

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

由表 5.3-1 可以看出，主要施工机械在 100m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求，本项目道路改造、井场及管线工程等夜间均不施工，本项目距离施工井场和管线最近的声环境保护目标主要是葡 84-902 井东 85m 的翟生屯、葡 79-79 井北 120m 的四撮房屯、葡 10-3-52 井西北 195m 的永太村，本次工程葡 84-902 井井场距离村屯较近，井场施工活动及运输车辆可能会对翟生屯产生一定影响，施工期应在采取严格的噪声控制措施后，避免对村屯声环境产生显著不良影响。

### 5.3.2 运营期声环境影响预测与评价

本项目运营期井场主要噪声设备为抽油机噪声和拉油井运输罐车噪声，井场噪声源

强为 65-75dB(A)，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。

根据井场实际情况，抽油机距井场边界最近距离为 30m。按照本工程油井分布情况，选取距离村屯最近的葡 84-902 井进行预测，该井场位于翟生屯西侧 85m，声源衰减计算截图见图 5.3-1 和图 5.3-2。

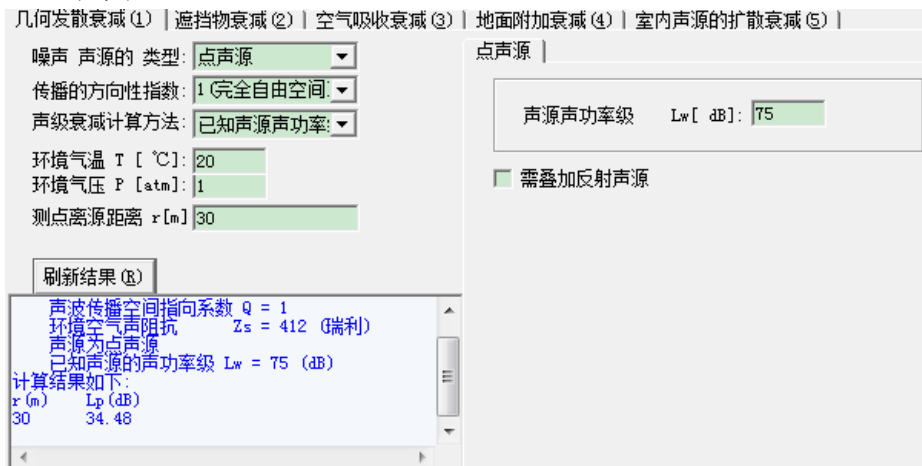


图5.3-1 噪声源衰减计算截图

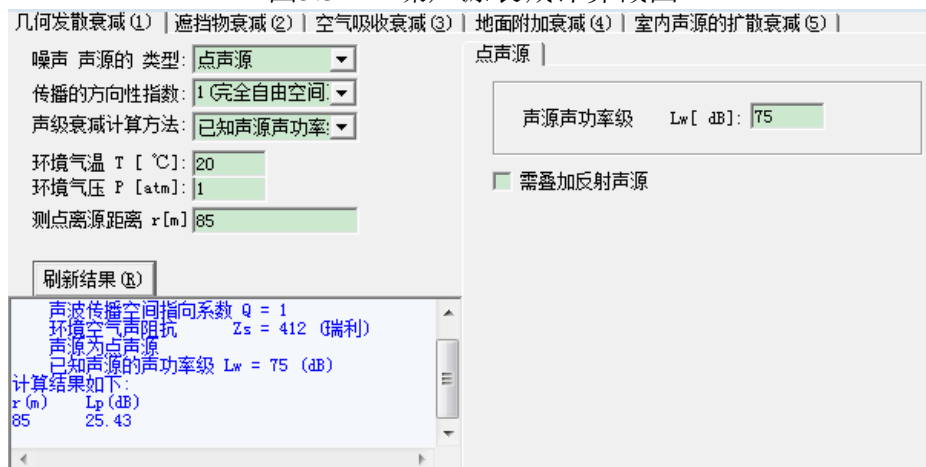


图5.3-2 噪声源衰减计算截图

由上图可知，葡84-902井抽油机对30m处井场场界噪声贡献值为34.48dB（A），根据本次工程对葡84-902井场噪声现状监测数据可知，井场噪声昼间43.8~46.6dB（A），夜间噪声42.9~46.1dB（A），井场边界噪声叠加现状值后昼间为46.86dB（A），夜间为46.39dB（A），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。

本项目井场距最近保护目标为翟生屯，根据衰减计算截图，葡84-902井抽油机对85m外的翟生屯噪声贡献值为25.43dB（A），井场噪声对村屯处影响以预测井场噪声传播衰减至村屯处贡献值与村屯声环境背景值叠加后的预测值作为评价量，预测结果见表5.3-3。

表 5.3-3 井场噪声对保护目标噪声预测结果 单位：dB（A）

噪声源	源强	保护目标	声源与保护目标距离	贡献值	背景值	预测值	标准值
井场抽油机	75	翟生屯	东侧 85m	25.43	昼间 45.5 夜间 43.6	昼间 45.54 夜间 43.67	昼间 55 夜间 45

本次工程对长关井进行治理，保证了采油设备处于良好运行状态，避免因为设备问题发出异常噪声，出现扰民事件。由表 5.3-3 油井井场运行时对村屯的噪声影响预测结果可知，油井正常运行不会对村屯日常生活产生显著影响，对区域声环境影响不大。

## 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、井场电力施工产生的废旧线杆、废射孔液、建筑垃圾和施工人员产生的生活垃圾等。

本项目压裂开井前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回收后送至第七采油厂工业固废填埋场。井场更换的废旧电力线杆回收至采油七厂资产库。井场射孔和压裂过程中产生的废纯碱、废氯化钠等包装袋和废弃防渗布统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场，废过硫酸钾包装袋委托有资质单位进行处置。破损涵洞修复将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾，由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场。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。

### 5.4.3 危险废物分析

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），项目产生的危险废物包括废过硫酸钾包装袋、含油废防渗布、含油污泥和落地油。其中废过硫酸钾包装袋和含油防渗布直接由施工/作业单位委托有资质单位处理。含油污泥和落地油由罐车从井场和场站拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后回用于道路铺设或井场垫高。

本项目施工期和运营期危险废物产生情况汇总见表 5.4-1。

表 5.4-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥、落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.45t/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	HW49 其他废物	900-041-49	0.17t/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
3	废过硫酸钾包装袋	HW49 其他废物	900-041-49	3 个	施工期压裂开井	固态	塑料	过硫酸钾	施工期	T、I n	委托有资质单位处理

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

- (1) 从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。

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

(2) 危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。

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

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

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

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本项目建设单位尚未签订废过硫酸钾包装袋、废 KOH 包装袋及含油废防渗布的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆蓝星环保工程有限公司，详细情况如下：

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。

大庆蓝星环保工程有限公司其经营类别为：HW49-其他废物（900-041-49），核准经营规模为30000t/a。

大庆圣德雷特化工有限公司有资质处理本项目产生的废过硫酸钾包装袋及含油废防渗布，且处理能力均能够满足本项目处理需求；大庆蓝星环保工程有限公司有资质处理本项目产生的废过硫酸钾包装和含油防渗布，且处理能力能够满足本项目处理需求。

建设单位及危险废物质资单位应加强对废过硫酸钾包装袋、含油废防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

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

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

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

（4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

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

#### 5.4.4 结论

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

### 5.5 生态环境影响评价

#### 5.5.1 对占地类型影响分析

本项目新增占地 2.76hm<sup>2</sup>，全部为管线施工临时占地，占地类型为耕地和草地，临时占地时间约 60d。本项目的临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目新增临时占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，

影响生态环境的类型和结构。

### 5.5.2 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，油田的开发对区域盐碱草地生态系统没有造成明显影响。

项目运营期事故性含油污水的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，污水泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替。

### 5.5.4 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，项目施工期较短，对周边动物影响不大。

### 5.5.6 对景观的影响分析

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

态。

#### **5.5.5 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**

本工程长关井周边较近的湿地有永和村南泡2湿地，湿地类型为永久性咸水湖，目前均为积水区。小东屯湿地、厢房村东湿地，湿地类型为沼泽化草甸，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。本项目部分长关井井场位于三个湿地内，本次工程不新增占用湿地，井场施工期在井场铺垫防渗布，在井场周围设置临时围堰，避免施工废物误入湿地内，施工结束后对井场地表进行平整清理，废压裂返排液、废射孔液以及废旧线杆等均得到合理处置，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 对耕地影响分析**

本项目部分长关井井场位于耕地内（非基本农田），项目施工期管线临时占地会对耕地产生一定影响，对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，对耕地内管线临时占地表层土堆置于管沟一侧的耕植土堆放区，并对堆放场做好水土保持措施，待管线工程结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

#### **5.5.8 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、天然气（石油开采伴生气）。

#### (1) 原油

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

原油的危险特性见表 5.6-1。

表 5.6-1 原油危险特性

标识	中文名：石油原油				
	英文名：petroleum		分子式：主要是烃（C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> ）		
	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、井场高架罐泄露、火灾等事故，运行期的井下作业过程、采油过程、集油过程等工艺环节发生泄露、中毒事故。

### （1）火灾

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

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

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

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

### （2）中毒

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

### （3）油气集输管道泄漏

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

①管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；

②管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；

③管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；

④操作失误引发的憋压等造成的风险事故；

⑤设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

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

⑦在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；

⑧其它选线不当或设计有误导导致事故风险。

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

根据油田的运行经验，一般在油田开发7-8年后低洼地区的油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
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水
计量间、阀组间等	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

### 5.6.3 环境风险分析

#### 5.6.3.1 事故状态下对大气环境的影响

对大气环境产生影响事故为原油泄漏，会对大气环境造成直接影响。原油集输过程中事故泄漏会造成局部地区大气污染，类比同类工程，烃类气体的事故性泄漏可使泄漏区100m范围内烃类气体浓度达83.3mg/m<sup>3</sup>，造成严重危害，500m内烃类气体浓度达5.37mg/m<sup>3</sup>，出现超标，若处理不当，很可能发生火灾等事故。

原油泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，原油中的轻组分烃类会挥发进入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成的局部空气环境的严重污染，这时大气中烃类气体的浓度要高于正常情况的数倍之多。如果引发了火灾，则原油燃烧形成的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

##### (1) 井喷对地表水的风险分析

发生井喷时，大量的油品外泄，会对项目周围的康家围子泡造成严重污染，进一步影响水体中动植物。石油在水体中扩散的影响：当水面被油层覆盖时，水下光的强度会减，

仅为表面光强度的1%。这影响了水中浮游植物的光合作用，使水中溶解氧减少，水体中动植物出现供氧不足，严重者窒息死亡。

石油在水体中溶解的影响：石油具有低毒性，对于耐毒性较差的生物可能会死亡，尤其是初级和幼体生物；耐毒性较强的生物也降低了对传染病和外界刺激的抵抗能力；由于某个生物群落中断繁殖，可能破坏食物链的某个环节，导致生态破坏；石油在生物体内可积累，使其进入食物链，最终将影响人类的健康。

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

### (2) 井场作业开井对地表水影响分析

井下作业、地面工程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水体的影响。

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。

### (3) 集输管线泄露对地表水影响

本项目集输管线为跨越地表水体，葡73-54井集油管线距康家围子泡最近距离80m，如果管线发生泄漏事故，若不能及时将泄漏原油完全回收，则泄漏的原油可能流入康家围子泡，造成水体污染。本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时采用经过防腐处理的无缝钢管，以延长埋地管道使用寿命。所以，本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对管线周边的水体产生油水泄漏污染环境，建议通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

项目管线采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管材料，且在运行期定期进行管线检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏事故，若发生泄漏可第一时间发现并及时处理，对水体影响较小；葡73-54井设置护坡，可将事故状态下泄漏的原油围堵在井场内；本项目对落地油采取了及时回收措施（回收率100%），同时禁止在雨季进行油井作业，避免了石油类随地表径流进入地表水体的可能性，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

### 5.6.3.3 事故状态下对地下水环境的影响

#### (1) 地面设施泄漏对地下水的影响

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

#### (2) 套损对地下水的影响

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

### 5.6.3.4 事故状态下对土壤环境影响分析

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

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

### 5.6.3.5 事故状态下对生态环境影响分析

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

## 5.6.6 环境风险评价结论

通过对本次建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是集油管线泄漏、

井场高架罐火灾爆炸等，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。对区域内的地下水、生态等环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施，并切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。

表5.6-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	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、肇源县)区	( )县	( )园区
地理坐标	经度	东经124°33'53.91"~ 124°52'43.34"	纬度	北纬45°36'8.64"~ 46°5'1.69"	
主要危险物质分布	原油、天然气；				
环境影响途径及危害后果	火灾、爆炸影响空气环境，但不会对最近村屯造成危害影响。 井场和集油管道泄漏影响地下水环境，但影响范围有限，及时回收后影响程度低，周围环境敏感目标产生污染影响的可能性小，环境影响可接受				
风险防范措施要求	防火、防爆，油泥不落地措施，管理措施。 管道密闭输送、防腐、试压，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，建设项目为简单分析。本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生				

表5.6-7 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况						
风险调查	危险物质	名称	石油	天然气				
		存在量 t	3.89	0.22				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 1930 人			5km 范围内人口数 45000 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)			人		
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□		
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□		
	地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□			
		包气带防污性能	D1□	D2□	D3□			
物质及工艺系数危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□			
	M 值	M1□	M2□	M3□	M4□			
	P 值	P1□	P2□	P3□	P4□			
环境风险潜势	□+□	□□	□□	□□	□□	□ <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级□		二级□	三级□	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>			
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水□		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法□		经验估算法□		其他估算法□		

风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m		
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近敏感目标, 到达时间 h			
	地下水	下游厂区边界到达时间 d			
最近环境敏感目标, 到达时间 d					
重点风险防范措施	管道密闭输送、防腐、试压等, 运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施。				
评价结论与建议	本工程的主要环境风险是集油管线泄漏、火灾爆炸等, 对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后, 可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训, 完善项目的事故应急预案, 并定期演练, 避免重大污染事故的发生。				
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, “ ”为内容填写项					

## 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

本工程对南 256-平 315 通井路进行改造施工, 建设方式为直接对原路面进行清理, 将土路改造为砂石路面, 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

#### 5.7.2.1 土壤污染途径

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

建设项目土壤环境影响类型与影响途径见下表 5.7-1。

表5.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/

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

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

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

### 5.7.2.2 土壤环境影响类比分析

本次工程为长关井治理，委托大庆中环评价检测有限公司对本项目葡84-902井场内、南256-平315井场以及正在运行的葡73-54捞油井井场占地内土壤进行现状监测，现场分别采集柱状样一组，检测深度0-3m，根据检测结果，葡84-902井场内石油烃为14~16mg/kg、南256-平315井场石油烃为13~17mg/kg、葡73-54井场石油烃为10~14mg/kg，

井场永久占地内特征污染物石油烃的浓度值满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

### 5.7.3 土壤环境影响分析结论

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

表5.7-2 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(0.0015) hm <sup>2</sup>				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）			见表 2.6-4	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性				见表 4.3-19	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0~20cm	
	柱状样点数	5		0~50cm、50cm~150cm、150cm~300cm		
现状监测因子	47项（包括建设用地土壤基本项目 45项，其他项目石油烃及 pH 值）及其农用地监测项目（pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ））					
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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ））				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他（）				

	现状评价结论	满足标准		
影响预测	预测因子	石油烃		
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (类比)		
	预测分析内容	影响范围 ( ) 影响程度 ( )		
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 (跟踪监测)		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		3	pH、石油烃	3 年一次
	信息公开指标			
	评价结论			

## 6 环境保护措施及可行性论证

### 6.1 大气污染防治措施及可行性论证

#### 6.1.1 施工期大气污染防治措施

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

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

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

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

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

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

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

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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

#### 6.1.2 运行期大气污染防治措施

本工程运行期的大气污染主要来自产液开采和集输处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

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

（2）油气集输采用密闭流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限

度降低烃类气体的挥发；

(3) 加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

(4) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

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

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

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

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

(9) 本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），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 $\leq 1$ ）。

本项目采取以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，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，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

## 6.2 水污染防治措施及可行性论证

### 6.2.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工人员产生的生活污水排入本项目井场附近依托阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；

(3) 压裂开井后产生的废压裂返排液集中收集后由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站处理，处理后废水输送至葡二联含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。

(4) 敷设管道时产生的试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理，处理

后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。

## 6.2.2 运行期废水处理措施及其可行性论证

### （1）运营期废水处理措施

①运营期采出液分离含油污水经管线分别输送至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站，处理达标后回注油层。

②运营期油井清防蜡废水进入集输系统后，经管线分别输送至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站，处理达标后回注油层；油井作业污水经罐车拉运至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站，处理达标后回注油层。

③运营期依托场站无新增劳动定员，不新增生活污水。

### （2）处理工艺可行性分析

葡一联含油污水处理站老站处理工艺为“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”，葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”处理工艺，污水首先进入自然沉降除油罐，沉降处理后浮于上层的污油由收油泵回收，下层的污水进入混凝除油罐进行二次除油处理，加入混凝剂充分混合后，上层污油由收油泵回收，下层污水进入两级压力过滤罐进行深度压滤处理。三座污水站环保手续齐全。

### （3）工艺达标可行性分析

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设计出水指标均为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。

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》中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，葡一联污水处理站处理后水质的含油量 $2.96\sim 4.10\text{mg/L}$ ，悬浮物固体为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ；葡二联污水处理站处理后水质的含油量 $2.89\sim 3.90\text{mg/L}$ ，悬浮物固体为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ；葡三联污水处理站处理后水质的含油量 $3.00\sim 4.00\text{mg/L}$ ，悬浮物固体为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，工艺可行。

### （4）处理规模可行性分析

根据依托工程中对三座污水站运行现状负荷及接入本工程后新增负荷分析可知，葡一联合油污水处理站、葡二联合油污水处理站、葡三联合油污水处理站剩余处理能力满足本项目需求，从规模分析本项目依托可行。

### 6.2.3 地表水污染防治措施

#### 6.2.3.1 施工期

(1) 合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

(2) 施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

(3) 宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

#### 6.2.3.2 运营期

(1) 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。在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置、并且使用罐车对作业污水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

(2) 为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的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；

(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) 定期巡检（巡检次数为 1 次/d），各负责小队设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对井场附近的康家围子泡造成污染。

(9) 应确保采油七厂矿级别和管辖小队物资库的围油栏、铁锹等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

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

## **6.2.4 地下水污染防治措施**

### **6.2.4.1 源头控制措施**

(1) 定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

(2) 油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

### **6.2.4.2 分区防渗措施**

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

#### **① 简单防渗区防渗措施**

本项目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）中关于简单防渗区一般硬化的技术要求。

#### **② 重点防渗区防渗措施**

地下集油管道属于重点防渗区。

集油掺水管线材质为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，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。

### **6.2.4.3 地下水环境跟踪监测措施**

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报

告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合开发区块内油水井分布情况，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 3 个潜水跟踪监测点。跟踪监测井位置图见附图 8~附图 13，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
弓棚子村水井	124.79473, 46.08687	太 60-29 东 908m	背景值	石油类	潜水	1 次/年
唐花马屯水井	124.66950, 45.97864	葡 73-54 西南 1010m	跟踪监测点		潜水	
米太营子村水井	124.55037, 45.87822	葡160-40西北1215m			潜水	
李纪停电水井	124.67997, 45.58819	南256-平315西南 1712m			潜水	

## 6.3 噪声污染控制措施及可行性分析

### 6.3.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 施工中加强管理，文明施工，合理安排施工进度和施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工；

(2) 施工前对周边村屯进行通知公告，应取得村民谅解方可进行施工，制定施工方案，对施工场地进行合理布局，高噪声设备尽量远离靠近保护目标方向并分散布置，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

(3) 严格禁止夜间10时至次日6时进行施工，调整同时作业的施工机械数量，选用噪音低的设备，降低对周围环境的影响。尽可能选用声功率小的低噪声的施工设备；。

(4) 运输车辆选择避开翟生屯等村屯路线，尽量不鸣笛。

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

本项目井场施工期主要是开井作业和设备更换，施工时间较短，噪声源强不大。通过采取以上措施，本工程施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，施工期噪声治理措施可行。

### 6.3.2 运行期噪声污染防治措施

本项目噪声主要从两方面进行防治：从噪声源上控制降低噪声；从传播途径上控制

降低噪声，具体分析如下：

(1) 从噪声源上控制降低噪声。

选用低噪声源生产设备：作业机泵等生产设备的选型应当选用低噪声、低能耗的生产设备，同时在全类机泵下方安装减震基础等措施，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。

(2) 从传播途径上控制降低噪声

①项目主要生产设备在布置时应当相对远离敏感目标；

②生产时应维持设备处于良好的运转状态，避免因设备运转不正常而引起噪声的增高；

③运营期对机泵等设备安装减振装置，同时注意对井场抽油机设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度；

通过采取以上措施，运营期噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准，对周围声环境产生影响较小，运行期噪声治理措施可行。

## 6.4 固体废物污染防治措施及其可行性分析

### 6.4.1 施工期固体废物污染防治措施

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

(2) 井场更换的废旧电力线杆全部回收至采油七厂资产库。

(3) 本项目压裂开井前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) 井场平整、道路改造等过程中将产生废砗块、废砖块等建筑垃圾由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场。

(5) 压裂液材料废纯碱等包装袋、废防渗布等一般固废集中收集拉运至第七采油厂工业固废填埋场。

(6) 废过硫酸钾包装袋属于HW49类危险废物，委托有资质单位处置。

(7) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》(中华人民共和国建设部令第157号令)，应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，由施工单位集中收集拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

### 6.4.2 运营期固体废物污染防治措施

### 6.4.2.1 收集、贮存及处置措施

#### (1) 含油污泥、落地油

本项目运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物，危险废物编号为HW08废矿物油与含矿物油废物071-001-08石油开采和炼制产生的油泥和油脚，由罐车拉运至葡萄花生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）中垫井场标准后，用于垫井场和通井路。

本项目产生的含油污泥及落地油依托葡萄花生含油污泥处理站处理，站内采用调质-离心处理技术工艺，设计规模为5m<sup>3</sup>/h（年运行150天，每天24小时，年最大处理量18000m<sup>3</sup>），目前实际处理量为12600m<sup>3</sup>/a，剩余处理量为5400m<sup>3</sup>/a，本工程新增污泥处理量为0.45t/a，污泥站剩余处理能力能够满足本项目含油污泥处理需求。

根据采油七厂对葡萄花生含油污泥处理站进行的例行监测报告可知（检测时间2020年9月14日-28日），葡萄花生含油污泥处理站含油污泥处理后泥质中pH值为8.20、含水率为39.1%、石油类为15400mg/kg，处理后污泥满足《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。

#### (2) 含油废弃防渗布

油井作业时产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废编号为HW49其他废物900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，产生的含油废弃防渗布委托资质单位定期拉运处置；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。

### 6.4.2.2 运输措施

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

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

#### (3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点

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。

## 6.5 生态保护措施

### 6.5.1 施工期生态保护措施

#### 1、一般性生态保护措施

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

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

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

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

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

## 2、针对性保护措施

(1) 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，施工结束后进行植被恢复；

(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31~附图32。

(3) 对管线施工临时占用耕地进行整平翻松，恢复耕作层土壤。

### 6.5.2 运营期生态保护措施

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

(1) 运行期严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业（修井）及洗井工作不新征临时占地，大修占地不超过50×50m；

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

(3) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

(4) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

(5) 油井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境；

(6) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后不随意堆弃，送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。

### 6.5.3 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

本次产能对长关井井场射孔、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。对通井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。对通井路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段两处原有涵洞进行维修，以保证道路两侧排水畅通。生产期及时作好道路涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的排涝能力。

##### 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；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。

### 6.5.4 防沙治沙措施

本项目位于大同区和肇源县境内。根据《黑龙江省防沙治沙条例》第三十一条，两个地区为防沙治沙重点治理区，重点治理流动、半流动沙地的风沙危害。本工程占地为耕地、草地和湿地，临时占地 $2.76\text{hm}^2$ ，永久占地 $0.0015\text{hm}^2$ 。项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

（1）施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（2）施工作业避免在大风天施工。

（3）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

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

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

### 6.5.5 湿地保护措施

本工程三口长关井位于一般湿地内，本次管线施工占用湿地，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，对占用的湿地应采取以下保护措施：

（1）本工程三口长关井占用一般湿地，该部分井建设初期即钻井期已完成征地手

续；

(2) 建设单位不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。占用湿地时，应当报林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。

(3) 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。

(4) 建设项目的建筑物或者构筑物，应当采用节能环保材料和设施，并与自然生态环境相协调。建设活动结束后，应当及时清理场地，恢复原貌。因工程建设等造成重要湿地生态特征退化的，项目建设单位限期恢复。

(5) 临时占用湿地的，应当经湿地主管部门或者湿地管理机构同意。占用单位应当提出湿地临时占用方案，明确湿地占用范围、期限、用途、相应的保护措施以及使用期满后的恢复措施等。临时占用湿地期限最长不得超过二年。临时占用期限届满后，占用单位应当按照湿地临时占用方案恢复湿地原状。

## 6.6 土壤防治措施及其可行性分析

### 6.6.1 污染防治基本要求

针对项目可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

#### (1) 源头控制措施

主要包括在施工工艺、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

#### (2) 末端控制措施

主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

#### (3) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

#### (4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

### 6.6.2 建设项目环境保护措施

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

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

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道；

(4) 在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者采取其他防治土壤污染的措施，从源头控制土壤污染。

### 6.6.3 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。

根据土壤环境影响分析，本工程对土壤环境敏感点产生影响的可能性小，根据项目分布情况设置土壤监测点位 3 个，具体布点见表5.7-2及附图18~附图19。

表5.7-2 土壤环境跟踪监测计划

点名称	序号	点位	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
耕地井场	1	葡 110-46 井场	124.65112, 45.89671	表层样 0~20cm	pH、石油烃	1 次/3 年
拉油井场	2	南 256-平 315 井场	124.69291, 45.59899	表层样 0~20cm	pH、石油烃	
村屯	3	翟生屯	124.76604, 45.98756	表层样 0~20cm	pH、石油烃	

## 6.7 环境风险防范措施及其可行性分析

### 6.7.1 火灾、爆炸事故风险防范措施

(1) 本工程新建集油管线与周边建构筑物防火间距符合规范要求。

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

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

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

(5) 压力容器按照规范要求选材，压力容器安装有安全阀、压力表等安全附件。

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

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

(8) 设备、管道做防腐保温。

(9) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

### 6.7.2 井下作业事故风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。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) 距离康家围子泡较近的葡73-55井场设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在井场内，防止对地表水体产生污染影响。

### 6.7.3 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) 本项目新建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) 确保本项目井场矿级别和管辖小队物资库已按应急预案和风险评估要求备齐围油栏、铁锹等应急工具和设备，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

#### **6.7.4 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施**

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

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

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

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

(4) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在

采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要是疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

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

## 6.7.5 环境应急预案

### 6.7.5.1 应急预案

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

#### (1) 应急组织机构

大庆油田有限责任公司第七采油厂设立了事故应急领导小组、应急抢修组和消防组等，明确了各自的职责、权限和分工。组成和分工见表 6.7-1。

表 6.7-1 应急组织、职责分工表

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

#### (2) 现有应急预案情况

根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2018 年 11 月 30 日在大庆市环境保护局备案，第七采油厂现有《环境突发事件专项应急预案》等预案内容，该应急预案于 2018 年 12 月更新，并于 2018 年 12 月 29 日在大庆油田有限公司应急管理办公室进行备案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所

述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《油气集输突发事件专项应急预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于储罐、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《油气集输突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

### （3）应急预案有效性分析

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

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

#### **6.7.5.2 应急状态地企联动**

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体

为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发 II 级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生 I 级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表6.7-2 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市大同区环境保护局	0459-6170900
大庆市应急管理局	0459-6377119
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象站	0459-8151030
大庆油田有限责任公司第七采油厂环保部	0459-4494385

## 7 环境影响经济损益分析

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

### 7.1 环境损失费估算

本项目油田开发过程中，由于管道铺设等工程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。

#### 7.1.1 植被损失费

##### ① 草地植被

本项目施工期临时占草地面积 $1.025\text{hm}^2$ ，均为一般草地（包括湿地）。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造成的草地生物量损失如果以羊草计，按亩产 $150\text{kg}$ ，三年后可恢复原有生物量，共计损失 $6.92\text{t}$ 。

本项目永久占用草地 $0.0009\text{hm}^2$ （包括湿地），按亩产 $150\text{kg}$ ，十年间共损失羊草 $0.02\text{t}$ ，油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

综上，项目临时占地与永久占地造成的植被损失共 $6.94\text{t}$ ，价格按每吨 $700$ 元计，则投产十年间植被损失约 $0.49$ 万元。

##### ② 耕地作物

本项目施工期临时占耕地面积 $1.735\text{hm}^2$ ，均为旱田。农田在施工 $2\sim 3$ 年中完全丧失生产力计，农作物单位面积产量以玉米计，按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，经计算得出本项目施工期农作物暂时性损失量为 $13\text{t}$ 。

本项目新增永久占用耕地 $0.0006\text{hm}^2$ ，均为旱田。损失玉米按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2$ 计算， $10$ 年间共损失玉米量为 $0.045\text{t}$ 。油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

综上，项目临时占地与永久占地造成的耕地作物损失共 $13.045\text{t}$ ，玉米按 $1500$ 元/ $\text{t}$ 计，则投产十年间耕地损失 $1.96$ 万元。

#### 7.1.2 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 $0.0567\text{t}$ 烃类排入大气，每吨按 $1529.7$ 元计，相当于损失 $86.7$ 万元。

两项合计为 $89.15$ 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 24.52 万元，占总投资比例为 6.1%；具体环保投资见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算 单位：万元

序号	项目	建设内容	金额 (万元)	备注
1	废气治理	洒水设备、车辆运输遮盖苫布、物料苫盖。	0.5	地面工程按 0.05 万元/井场，共 10 座井场
2	废水治理	废压裂液由罐车拉运至采油七厂废压裂液处理站；试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理；作业污水由罐车分别拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理	3.0	0.3 万元/井场，共 10 座井场
3	固体废物治理	废射孔液拉运至黑龙江龙之润环保工程公司处理；过硫酸钾废包装袋和废含油防渗布由施工单位委托有资质单位处理；一般废包装袋、废防渗布拉运至采油七厂工业固废填埋场填埋处理；落地油及油泥拉运至葡萄花含油污泥处理站	12	1.2 万元/单井，共钻 10 口井
4	地下水防治	井场简单防渗	1.0	0.1 万元/井场，共 10 座井场
5	环境风险防控	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	2.0	0.2 万元/井场，共 10 座井场
6	生态恢复	临时用地恢复与补偿 2.76hm <sup>2</sup> ，包括管线施工占用的耕地 1.735hm <sup>2</sup> ，草地 1.025hm <sup>2</sup>	4.02	按大庆市征地青苗补偿标准，玉米 2.1 元/m <sup>2</sup> 、天然草 0.37 元/m <sup>2</sup>
		永久占耕地 0.0006hm <sup>2</sup> 、永久占草地 0.0009hm <sup>2</sup>	2.0	按永久占地补偿标准
总计			24.52	

### 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步设计、同步施工和同步投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期HSE管理主要包括：HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

#### 8.1.1 组织机构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本项目环境管理归大庆油田第七采油厂管理，逐级落实岗位责任制，各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

#### 8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表8.1-1。

表8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。

3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、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 NH <sub>3</sub> -N	76.8t	施工人员产生的生活污水排入本项目附近阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥	不外排
		试压废水	SS	16.25t	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	满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”回注油层
		废压裂返排液	COD、SS	108m <sup>3</sup>	罐车拉运至葡二联废压裂液处理站，处理后废水进入葡二联含油污水处理站处理后回注油层	满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”回注油层
3	固废	废射孔液	COD	144m <sup>3</sup>	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
		施工废料	聚氨酯泡沫	0.11t	送至第七采油厂工业固废填埋场	不外排
		废旧电力线杆	/	10根	全部回收至采油七厂资产库	集中管理
		建筑垃圾	废砼块	5m <sup>3</sup>	由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场	集中管理处置
		废纯碱包装袋、废防渗布	包装袋	0.06t	送至第七采油厂工业固废填埋场	不外排
		生活垃圾	/	0.6t	由环卫部门拉运至大庆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	0.00567t/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 <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> ,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 <sub>2</sub>	0.012t/a		
	NO <sub>x</sub>	0.048t/a				
	颗粒物	0.0071t/a				
2	废水	油田采出水	石油类	43362t/a	采出液输至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理,作业废水由罐车拉运至葡一联、葡二联、葡三联含油污水站处理	处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)要求,“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后,回注油层
		作业污水	石油类、悬浮物	26.7t/a		
		清防蜡废水	石油类、悬浮物	5475t/a		
3	固废	油泥	石油类	0.12t/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	0.33t/a		

		废防渗布	石油类	0.17t/a	委托有资质单位进行处理	不外排
4	噪声	抽油机噪声	噪声	65~75 dB (A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中2类标准

## 8.4 总量控制

本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物及挥发性有机物。因项目未新建加热炉，SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物为新增负荷后依托葡北10#转油站、葡北1#转油站等场站产生的分担量。本工程新增非甲烷烃排放量 0.00567t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表8.4-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量
1	颗粒物 (t/a)	0.0071
2	NO <sub>x</sub> (t/a)	0.012
3	SO <sub>2</sub> (t/a)	0.048
4	VOC <sub>S</sub> (t/a)	0.00567

## 8.5 施工期环境管理与监测计划

### 8.5.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行HSE管理体系，对项目实施HSE立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

### 8.5.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、

存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

### 8.5.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

## 8.6 运营期环境管理与监测计划

### 8.6.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

### 8.6.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

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（弓棚子村水井，124.79473，46.08687，井深 15m）；区域内设置 1 口跟踪监测井（唐花马屯水井，124.66950，45.97864，井深 10m）；区域下游设置 2 口跟踪监测井（米太营子村水井，124.55037，45.87822，井深 15m；李纪停电水井，124.67997，45.58819，井深 10m）	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
3	土壤	pH、石油烃	南 256-平 315 井场、葡 110-46 井场、翟生屯	1次/3年
4	噪声	噪声	油井井场永久占地外 1m	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。

### 8.7 “三同时”项目一览表

施工期环保工程应保留影像资料，以备验收查验。本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表8.7-1、表8.7-2。

表8.7-1 项目“三同时”一览表

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、场站非甲烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等	井场、依托场站厂界在 2023 年 1 月 1 日以前执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 、2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

	场站内非甲烷总烃	采出液密闭输送, 采取密闭性良好的阀门等	厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 中的标准要求
	依托场站加热炉	采用清洁燃料天然气(油田伴生气)作为原料, 通过烟囱排放	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 在用燃气锅炉标准( $SO_2 \leq 100mg/m^3$ 、 $NO_x \leq 400mg/m^3$ 、颗粒物 $\leq 30mg/m^3$ 、烟气黑度 $\leq 1$ )
废水	地下水	区域上游设立 1 口跟踪监测井(弓棚子村水井, 124.79473, 46.08687, 井深 15m); 区域内设置 1 口跟踪监测井(唐花马屯水井, 124.66950, 45.97864, 井深 10m); 区域下游设置 2 口跟踪监测井(米太营子村水井, 124.55037, 45.87822, 井深 15m; 李纪停屯水井, 124.67997, 45.58819, 井深 10m)	对布设的 4 口潜水监测井水质进行监测, 监测因子为: pH、石油类
	施工人员生活污水	排入施工现场附近阀组间的防渗旱厕, 定期清掏用作农家肥	不外排
	废压裂返排液	由罐车拉运至葡二联废压裂液处理站	不外排
	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, 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 $\leq 10mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 5mg/L$ 、粒径中值 $\leq 2\mu m$ ), 回注油层
	作业废水	罐车运送至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理	
	清防蜡废水	经集输系统输送至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理	
	含油污水(采出水)	经依托转油站分别管输至葡一联、葡二联、葡三联含油污水处理站处理后回注油层	
噪声	施工机械噪声	选用低噪声设备, 安装隔声减震等降噪措施	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 要求: 昼间 $\leq 70dB$ , 夜间 $\leq 55dB$ 的要求
	井场噪声	低噪声设备、定期维护保养	《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准限值: 昼间 $\leq 60dB(A)$ , 夜间 $\leq 50dB(A)$

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	处理后的废水满足杏十五一联合站进水标准（石油类≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L），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）中“含油量≤8mg/L，悬浮固体≤3mg/L规定后回注目的油层，不外排。处理装置产生泥饼执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第Ⅰ类一般工业固体废物标准后铺垫油田通井路
	废旧线杆	送至采油七厂物资库回收	合理处置
	废建筑垃圾	由施工单位拉运至大同区建筑垃圾消纳场	合理处置
	施工废料、废纯碱包装袋、废防渗布	统一回收后送至第七采油厂工业固废填埋场	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第Ⅰ类一般工业固体废物标准
	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	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 2.76hm <sup>2</sup>	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。	

表8.7-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查

	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	加热装置烟道气排放监测
	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水、土壤及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	临时占地植被恢复情况：本项目建成投入运行后对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 2.76hm <sup>2</sup>
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

## 9 环境影响评价结论

### 9.1 工程概况

本项目位于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境内，工程内容主要为治理长关井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 $0.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目新增占地面积 $2.7615 \text{hm}^2$ ，其中永久占地 $0.0015 \text{hm}^2$ ，临时占地 $2.76 \text{hm}^2$ 。总投资404.15万元，其中环保投资24.52万元。

### 9.2 政策符合性结论

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市城市总体规划（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）、《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）、《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号）、《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）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》、《黑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。

### 9.3 环境质量现状

#### 9.3.1 空气环境质量现状

大庆市生态环境局2021年6月5日公布的《2020年大庆市生态环境状况公报》，2020

年城区环境空气中二氧化硫优于国家一级标准限值；二氧化氮（NO<sub>2</sub>）优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（PM<sub>10</sub>）优于国家二级标准限值；细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）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。

### 9.3.2 地表水环境质量现状

康家围子泡、建筑泡和白坟泡COD、高锰酸盐指数超标，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，地表水体超标原因的主要是周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之水体封闭、自身净化能力较弱导致。

### 9.3.3 地下水环境质量现状

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

### 9.3.4 声环境质量现状

通过与标准值对比，工程所在区域永太村昼间和夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，四撮房屯和翟生屯昼间和夜间声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准，声环境现状良好。

### 9.3.5 土壤环境质量现状

评价区域内拟建区块处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。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。

### 9.3.6 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，兼有耕地和草地等生态系统。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。

## 9.4 主要环境影响

#### **9.4.1 空气环境影响评价**

通过估算模式的计算结果可知，本项目井场面源排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离56m，最大地面浓度为0.17mg/m<sup>3</sup>，井场场界30m处非甲烷总烃落地浓度0.15mg/m<sup>3</sup>，能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准限值要求4.0mg/m<sup>3</sup>，对周围大气环境影响不大。

#### **9.4.2 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控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

#### **9.4.3 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。

#### **9.4.4 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。

#### **9.4.5 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。

#### **9.4.6 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。

#### **9.4.7 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。

#### **9.4.8 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。

## 9.5 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。

## 9.6 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理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

## 9.7 公众意见采纳情况

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为 2021 年 3 月 25 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=378>）。征求意见稿公示日期为 2021 年 6 月 22 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=377>），网站截图如下。



首次信息公开截图



征求意见稿公示截图

报纸第一次公告日期为2021年7月5日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为2021年7月6日（大庆油田报），报纸征求意见稿截图如下。



现场张贴公示日期为2021年6月25日，公示地点为井场周边村屯。张贴公告部分照片如下。



王太生屯张贴公告



弓棚子村张贴公告



北弓棚子张贴公告



老房身屯张贴公告

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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对环境要求愿望。

## **9.8 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符合国家产业政策和区域发展规划，油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。