

目 录

1. 概述.....	1
1.1 建设项目的特点.....	1
1.2 环境影响评价的工作过程.....	2
1.3 分析判定相关情况.....	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1.5 环境影响评价的主要结论.....	4
2. 总则.....	5
2.1 评价原则和目的.....	5
2.2 评价工作程序.....	6
2.3 编制依据.....	7
2.4 环境影响因素识别与评价因子筛选.....	12
2.5 环境功能区划和评价标准.....	13
2.6 评价等级和评价范围.....	19
2.7 评价重点.....	24
2.8 主要环境保护目标和环境敏感目标.....	24
2.9 评价时段.....	26
3. 建设项目工程分析.....	27
3.1 琼坎儿孜油砂矿矿区概况.....	27
3.2 项目概况.....	30
3.3 工程分析.....	45
4. 环境现状调查与评价.....	85
4.1 自然环境概况.....	85
4.2 环境质量现状调查与评价.....	93
5. 环境影响预测与评价.....	94
5.1 施工期环境影响分析与预测评价.....	94
5.2 生态环境影响评价.....	101
5.3 运营期大气环境影响分析与预测评价.....	105
5.4 水环境影响分析及评价.....	107

5.5 声环境影响分析.....	121
5.6 固体废弃物影响分析.....	123
5.7 环境风险影响预测与评价.....	124
5.8 清洁生产分析.....	141
5.9 总量控制.....	145
6. 环境保护措施及其可行性论证.....	146
6.1 施工期环境保护措施.....	146
6.2 运营期环境保护措施及可行性论证.....	150
7. 环境影响经济损益分析.....	154
7.1 项目经济效益分析.....	154
7.2 项目社会效益分析.....	155
7.3 项目环境效益分析.....	155
7.4 结论.....	156
8. 环境管理与监测计划.....	157
8.1 环境管理.....	157
8.2 环境监控.....	160
8.3 环境保护竣工验收计划.....	163
9. 环境影响评价结论.....	165
9.1 项目概况.....	165
9.2 评价结论.....	165
9.3 要求及建议.....	168

1.概述

1.1 建设项目的特点

油砂资源在全球油气资源总量中占有较高比重，随着世界经济发展对能源需求不断增长，对于油砂矿资源的研究和开发，世界各地均在加速进行，同时伴随开发技术进步，油砂矿资源占全球烃类能源的比重也在不断增大。我国也有较丰富的油砂资源，主要分布于西部和东部的盆地，准噶尔、塔里木、羌塘、柴达木、松辽、四川和鄂尔多斯 7 个盆地油砂油地质资源量为 $52.92 \times 10^8 \text{t}$ ，占全国总资源量的 88.6%。

油砂油属易流动、高品质、附加值高的非常规能源，可提炼汽油、煤油、柴油、沥青等系列产品，具有较高的开采价值和利用性能，市场需求大，因此油砂油开发项目具有稳定的社会需求和较高生产价值。

琼坎儿孜油砂矿矿区位于吐哈盆地台北凹陷南部，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县，距鄯善县东北约 30km，距七克台镇 8km。矿区中心点地理坐标：东经 $90^{\circ}31'02''$ ，北纬 $42^{\circ}56'5.15''$ 。矿区距 312 国道仅 6km，距鄯善火车站 20km，矿区与鄯善县城有专用三级柏油公路相通，与 G30（312）国道、与鄯善火车站有砂石公路相连，交通极为方便。本项目地理位置见图 1.1-1。

琼坎儿孜油砂矿采矿权所有人为青河县恒大矿业勘察有限责任公司，为青河县民营企业，申请划定矿区面积 25.77km^2 。油砂矿开采选用水平井为主的蒸汽吞吐开采方式，整体部署水平井 84 口，利用原有直井 8 口，并新建 7 座计量配汽站、1 座综合处理站。矿山服务年限为 50 年，矿山建设规模为 $15.02 \times 10^4 \text{t/年}$ 。本项目为新建项目，拟投资 119000 万元，产品为油砂油。

2012~2015 年，青河县恒大矿业勘察有限责任公司委托新疆煤田地质局一六一煤田勘探队完成了精细勘探及开发试验工作。新疆煤田地质局通过精细勘探与中试试验，提交的《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿勘探补充报告》，通过了新疆维吾尔自治区矿产资源储量评审中心的评审（新国土资储评〔2016〕009 号）。2016 年 3 月到 7 月，青河县恒大矿业勘察有限责任公司委托吉林大学编制了该矿区的勘探补充报告，并于 2017 年 2 月取得新疆维吾尔自治区国土资源厅关于

《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿补充勘探报告》矿产资源储量评审备案证明（新国土资储备字（2017）004号）及评审意见书（新国土资储评（2017）004号），以此报告及该报告的评审备案文件作为此开发项目的地质资源依据。2019年5月，吉林大学编制了该矿区的《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》，新疆维吾尔自治区地质学会出具了关于对《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》专家意见的认定（2019年6月21日）。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2018年4月28日修改版）的有关要求，本项目须编制环境影响报告书。

2019年6月，受青河县恒大矿业勘察有限责任公司的委托，河北德源环保科技有限公司承担了《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿》（以下简称本项目）的环境影响评价工作，并按照环境影响评价的有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状监测、收集相关资料及其它支撑性文件资料，同时对建设项目进行工程分析，根据环境各要素的评价等级及其相应评价等级的要求对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证，提出环境可行的评价结论，在此基础上，编制完成了《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿环境影响报告书》。

1.3 分析判定相关情况

本项目为新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2011年本）》（2013年修正），本项目属于页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发类项目，为鼓励类项目，符合国家产业政策要求。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》，本项目的建设符合国家、自治区相关产业政策、法律法规、条例等要求。开采区域不属于自然保护区、风景名胜区等生态禁采及限采范围，项目生态保护及污染防治措施符合准入条件要求。

根据《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修订）中的规定，任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。项目区所处区域不属于水源涵养区、水源保护区等上述禁采区内，符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018年修订）中的要求。

本项目施工期大气污染主要为钻井场柴油机燃油产生的废气、车辆尾气和施工扬尘，运营期大气污染物主要为无组织排放源，无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。

本项目施工期水污染物主要为钻井废水和施工人员的生活污水，运营期废水包括采油废水、井下作业废水和生活污水。

本项目施工期噪声主要为钻井井场噪声和地面工程施工噪声，运营期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声。

本项目施工期产生的固体废物主要有钻井时产生的废弃泥浆、岩屑和施工生活垃圾等，运营期产生的固体废物主要为修井落地油、含油污泥和生活垃圾等。

上述涉及的环境问题可通过采取一定的措施予以解决，从环境角度看本项目建设是合理的。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油砂矿开发建设项目，环境影响主要来源于钻井工程、原油集输、井下作业、管道和道路施工等各工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目拟开发矿区未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感目标为矿区东南部的坎尔其水库至七克台集水中心。

本项目应重点关注施工期各项污染物产生以及污染防治措施、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程可能发生的风险对区域环境产生的影响；运营期井场及站场各项污染物产生的影响、污染防治措施等。

1.5 环境影响评价的主要结论

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施，主要结论为：本项目属于油砂矿资源开发项目，符合国家产业政策。各项污染物能够做到达标排放，污染物排放总量符合目标总量控制要求，符合清洁生产原则，公众认同性较好。各类污染物对环境的影响均符合环境质量标准，在采取生态减缓与恢复措施后其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受。本项目在施工期、运营期和闭井期应严格执行国家和新疆维吾尔自治区的环境保护要求，切实落实环境影响报告书所确定的各项环保措施，从环境保护角度看，本项目的建设是可行的。

2.总则

2.1 评价原则和目的

2.1.1 评价原则

(1) 严格执行国家地方有关环境保护法律、法规、标准和规范，坚持环境效益、经济效益和社会效益相统一的原则。

(2) 评价工作力求做到深入、细致、实事求是，对建设项目的环境影响作出客观公正的评价。

(3) 评价工作以收集资料、类比分析、现场实测、数据处理为基础，各项评价结论以上述结果为依据。评价内容力求完整和繁简得当，重点突出。

(4) 严格执行国家“总量控制”、“达标排放”的要求，评价该项目全过程控制污染的水平，论证该项目的工艺先进性。

(5) 加强类比调查，着重从环保角度分析本项目生产工艺的先进性和可靠性，并进一步采取措施，达到最大限度地减少废气、废水、废渣的排放和保护环境的目。

(6) 充分利用已有的环境影响评价资料和监测数据，避免重复性工作，缩短评价周期。

(7) 环评工作坚持有针对性、科学性和适用性原则，对该建设项目可能产生的环境影响及危害给出客观而公正的评价。

2.1.2 评价目的

(1) 通过现场调查、资料收集及环境监测，了解项目所在地自然环境、社会经济环境、环境质量现状以及存在的主要环境问题；

(2) 通过工程分析，明确建设项目的的环境影响，筛选对环境造成影响的因子，尤其关注建设项目产生的主要污染因子。并通过类比调查、物料衡算，核算污染源源强，预测项目建设对环境影响的程度与范围；

(3) 通过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。

(4) 通过工程分析，摸清本项目的“三废”排放特征及源强，采用合理的

预测模式，预测或分析工程对周围环境的影响程度和范围。

(5) 根据油砂矿开发对区域生态环境破坏较大的特点，调查、分析区域生态环境质量的现状，预测油田开发活动对区内生态环境的影响程度和范围，为生态恢复措施提供科学依据。

(6) 通过对工程的开发和生产运行过程中可能发生的风险事故进行分析、预测，并提出切实可行防范措施，使发生风险事故的几率降到最低限度。

(7) 分析项目拟采取的污染防治措施的可行性，提出环境保护建议，核算项目的污染物排放总量，进行环境经济损益分析，论证油田开发的经济、社会与环境效益的统一性。

(8) 针对本项目可能对区域环境的影响程度，提出切实可行的污染防治措施和生态恢复措施，使其对环境和生态的影响降至可接受程度。对拟建项目的环境可行性做出明确结论，为项目的决策、污染控制和环境管理提供科学依据。

2.2 评价工作程序

环境影响评价工作程序见图 2.2-1。

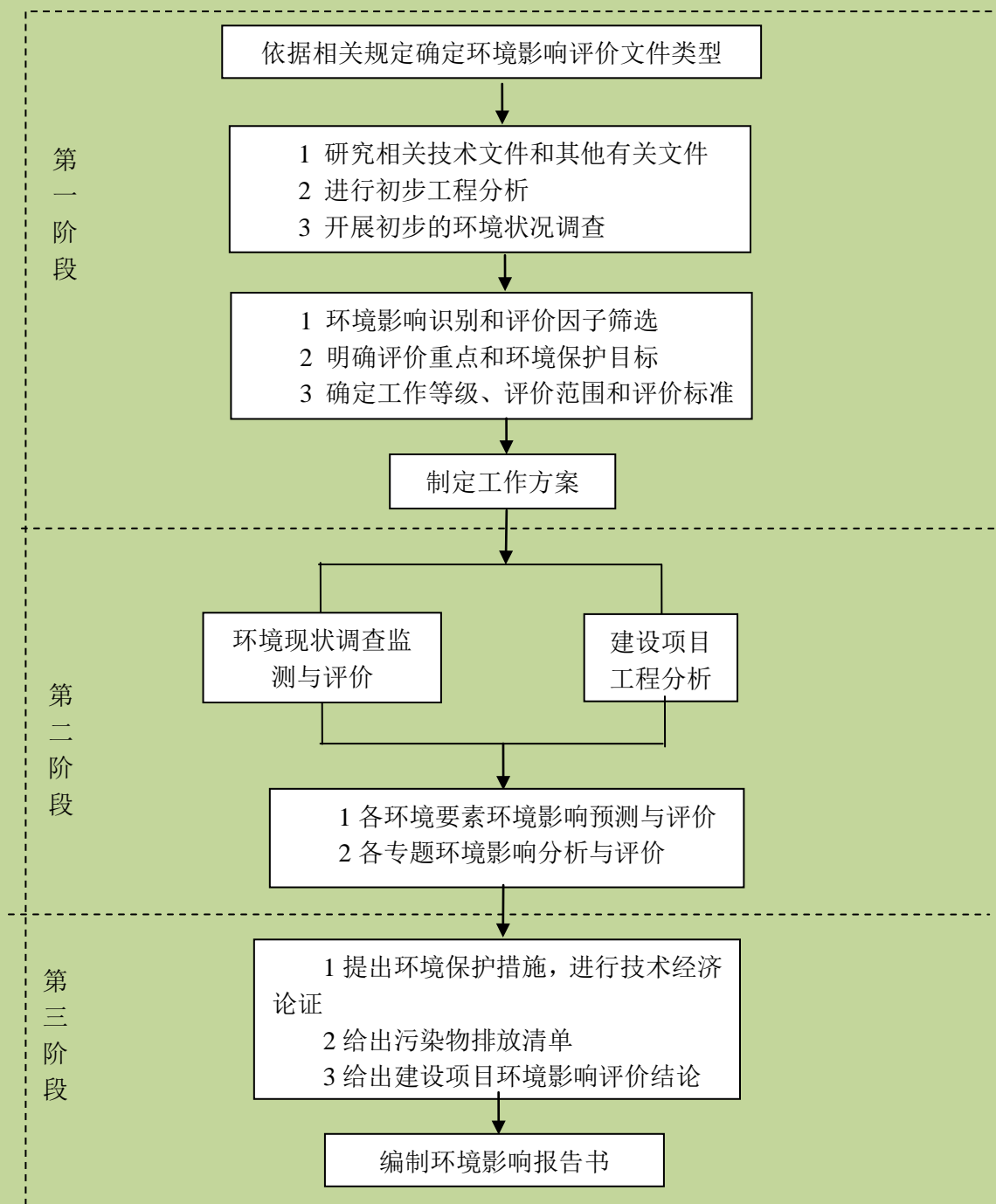


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

2.3 编制依据

2.3.1 国家法律、法规及文件

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015.1.1；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018.12.29；

- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2016.1.1；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法（2017 修）》，2018.1.1；
- (5) 《中华人民共和国固体废物环境污染防治法》，2016.11.7；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018.12.29；
- (7) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2009.1.1；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012.7.1；
- (9) 《中华人民共和国节约能源法》，2016.9.1；
- (10) 《中华人民共和国水土保持法》，2011.3.1；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法（第二次修订）》（2004.8.28）
- (12) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2011.1.8）
- (13) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令 682 号，2017.10.1；
- (14) 《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），2013.5.1；
- (15) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，环保部，环发[2012]98 号，2012.8.7；
- (16) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环保部，环发[2012]77 号；
- (17) 《全国生态环境保护纲要》，国务院国发[2000]38 号，2000.11.26；
- (18) 关于修改《建设项目环境影响评价分类管理名录》部分内容的决定，生态环境部令第 1 号，2018.4.28；
- (19) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019.1.1；
- (20) 环保部环办函〔2009〕1097 号《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》；
- (21) 《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》，环保部办公厅，环办[2012]134 号，2012.10.30；
- (22) 《关于促进新疆工业通信业和信息化发展的若干政策意见》，工信部产业[2010]617 号，2010.12.28；
- (20) 《关于进一步加强工业节水工作的意见》，工信部节[2010]218 号，2010.5.4；
- (23) 《关于核定建设项目主要污染物排放总量控制指标有关问题的通知》，

原国家环保总局，环办[2003]25号，2003.3.25；

(24)《突发环境事件应急管理办法》，环保部令第34号，2015.6.5；

(25)国家发改委关于支持新疆产业健康发展的若干意见，发改产业[2012]1177号，2012.5.6；

(26)关于发布《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)等3项国家污染物控制标准修改单的公告，环境保护部公告2013年第36号，2013.6.8；

(27)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，2013.9.10；

(28)国务院关于印发水污染防治行动计划的通知，国发[2015]17号，2015.4.2；

(29)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；

(30)《关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知》，环发[2015]4号；

(31)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》，环保部环办[2014]30号；

(32)中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》，2017.2.7；

(33)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》，环环评[2016]150号，2016.10.27；

(34)《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发[2015]162号）；

(35)《控制污染物排放许可制实施方案》（国办发[2016]81号）；

(36)《国家突发环境事件应急预案》（2014.12.29）；

(37)《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.3.7）；

(38)《危险废物转移联单管理办法》（1999.10.1）；

(39)《危险废物贮存污染控制标准》（2002.7.1）；

(40)《危险废物污染防治技术对策》（环发[2001]199号）；

(41)《国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（2018.6.16）；

(42)《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》(环发[2004]24号, 2004年2月12日)。

2.3.2 地方有关法律法规、文件

(1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018修)》, 2018.9.21;

(2)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)》(新疆维吾尔自治区环境保护厅, 2017年1月);

(3)关于印发《新疆工业和信息化领域承接产业转移指导目录(2011年本)》(试行)的通知, 新经信产业[2011]247号;

(4)《关于印发自治区<建设项目主要污染物总量指标确认办法(试行)>的通知》, 新疆环保厅, 新环总量发[2011]86号, 2011.3.8;

(5)《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则(试行)》, [2014]234号, 2014.6.12;

(6)新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告, 新疆维吾尔自治区人民政府, 2000.10.31;

(7)关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知, 新政发[2014]35号, 2014.4.17;

(8)关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知, 新政发[2016]21号, 2016.2.4;

(9)关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知, 新政发[2017]25号, 2017.3.1;

(10)《关于进一步做好矿产资源开发环境影响评价工作的通知》, 新环自发[2006]7号, 2006.1;

(11)《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定(试行)》, 2013.10.23。

2.3.3 相关规划

(1)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》新疆维吾尔自治区人民政府, 新政函[2002]194号文, 2002.11.16;

(2)《新疆生态功能区划》, 新政函[2005]96号, 2006.8;

(3)《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》，新疆维吾尔自治区环境保护厅，2017.6;

(4)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，2017.12.06;

2.3.4 评价技术导则及规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009);

(5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018);

(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)《采油废水治理工程技术规范》(HJ2041-2014);

(11)《生态环境状况评价技术规范(试行)》(HJ/T 192-2006);

(12)《开发建设项目水土保持技术规范》(GB50433-2008);

(13)《开发建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2008);

(14)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004);

(15)《水土保持综合治理技术规范》(GB16453.1~16453.6-2011);

(16)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018);

(17)《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004);

(18)《中华人民共和国危险废物鉴别标准》(GB5085-2007)。

2.3.5 项目相关文件

(1)《环境影响报告书编制委托书》，青河县恒大矿业勘察有限责任公司，2019.6;

(2)新疆维吾尔自治区地质学会关于《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》专家意见的认定(2019年6月21日);

(3) 其他有关工程技术资料。

2.4 环境影响因素识别与评价因子筛选

2.4.1 环境影响因素识别

根据本项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析,工程对环境的主要影响分为施工期、运营期和闭井期,主要环境影响因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。工程各阶段的环境影响因素识别见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别表

影响类型 影响因素		影响类型									影响程度					
		可逆	不可逆	长期	短期	局部	大范围	直接	间接	有利	不利	不确定	不显著	显著		
														小	中	大
土地资源			√	√		√		√			√					
土地利用价值			√	√		√		√	√	√			√			
施工期	废气排放		√		√	√		√			√	√				
	废水排放		√		√	√		√			√	√				
	设备噪声		√		√	√		√			√	√				
	固体废物	√			√	√		√			√	√				
	生态系统		√		√	√		√			√			√		
	土壤环境		√		√	√		√			√	√				
运营期	废气排放		√	√		√		√			√			√		
	废水排放		√	√		√		√			√	√				
	设备噪声		√	√		√		√			√	√				
	固体废物	√		√		√		√			√	√				
	生态系统		√	√		√		√			√	√				
	土壤环境		√	√			√	√	√					√		
闭井期	生态系统		√	√		√		√		√			√			
	扬尘排放		√		√	√		√			√		√			
	设备噪声		√		√	√		√			√		√			

2.4.2 评价因子筛选

根据项目建设和运行的特点,在对建设项目区域实际踏勘的基础上,结合本地区环境功能及各环境因子的重要性和可能受影响的程度,在工程环境影响分析的基础上,从环境要素方面进行环境因子筛选,本项目评价因子筛选从生态环境、

环境空气、声环境、地下水环境等几方面进行。本项目评价因子筛选结果见表 2.4-2。

表 2.4-2 评价因子筛选表

类别		评价因子
环境空气	现状评价	PM ₁₀ 、非甲烷总烃
	影响分析	粉尘（扬尘）、非甲烷总烃
水环境	现状评价	pH值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、总大肠菌群、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、细菌总数、石油类
	影响分析	石油类
声环境	现状评价	等效连续A声级
	影响分析	等效连续A声级
固体废物	现状评价	/
	影响分析	修井落地油、含油污泥和生活垃圾
生态	现状评价	动物、植被、生物量、土地利用现状
	影响分析	动物、植被、生物量、土地利用现状

2.5 环境功能区划和评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》，本项目环境空气评价范围内区域确定为二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。

2.5.1.2 水环境功能区划

本项目评价范围内无地表水体。据资料记载，矿区东侧 4km 处有一条坎儿其河引水渠，该引水渠由坎尔其河引至鄯善火车站镇、七克台乡，最终消失在南湖戈壁滩一带（即矿区东部 4 公里处）。项目组通过现场调查，在矿区东部 4 公里处的戈壁滩未发现地表水体，仅有一条干沟，项目组向距矿区北部约 8km 的七克台乡居民询问，得知矿区东侧 4 公里处的干沟常年无水，与资料记载一致。此外，本项目施工期和运营期的生产废水和生活污水通过妥善处理，不外排，与地表水无水力联系。因此，本次不对地表水环境进行评价。

评价区域地下水主要是生活饮用以及工、农业用水，以人体健康为基准，由此确定评价区域地下水环境为Ⅲ类功能区。

2.5.1.3 声环境功能区划

本项目以工业生产为主要功能，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目区执行 2 类声环境功能区要求。

2.5.1.4 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区、Ⅲ-4 天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区、吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区。

2.5.2 评价标准

2.5.2.1 环境质量标准

（1）大气环境

本项目所在地环境空气属二类功能区，其环境空气质量标准应执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 小时标准，指标标准取值见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准（单位：mg/Nm³）

序号	污染物	标准等级	标准限值 mg/Nm ³			标准来源
			年平均	日平均	1 小时平均	
1	PM ₁₀	二级	0.07	0.15	-	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)
2	非甲烷总烃	/	/	/	2	《大气污染物综合排放标准详解》

（2）地下水质量标准

评价区范围内的地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水水质评价标准 (单位:mg/L, pH 除外)

序号	项目名称	单位	Ⅲ类标准值
1	pH	-	6.5~8.5
2	总硬度	mg/L	≤450
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000
4	硫酸盐	mg/L	≤250
5	氯化物	mg/L	≤250
6	铁	mg/L	≤0.3
7	锰	mg/L	≤0.10
8	铜	mg/L	≤1.0
9	锌	mg/L	≤1.0
10	挥发酚	mg/L	≤0.002
11	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3
12	耗氧量	mg/L	≤3.0
13	氨氮	mg/L	≤0.5
14	总大肠菌群	CFU/L	≤3.0
15	硝酸盐氮	mg/L	≤20
16	亚硝酸盐	mg/L	≤1.00
17	氰化物	mg/L	≤0.05
18	氟化物	mg/L	≤1.0
19	砷	mg/L	≤0.01
20	汞	mg/L	≤0.001
21	镉	mg/L	≤0.005
22	铬(六价)	mg/L	≤0.05
23	铅	mg/L	≤0.01
24	细菌总数	CFU/L	≤100
25	石油类	mg/L	≤0.3

(3) 噪声

本项目声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准, 评价标准限值见表 2.5-3。

表 2.5-4 声环境质量标准 单位: dB (A)

类别	昼间	夜间
2类	60	50

(4) 土壤环境

项目土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）标准，其管控标准值见表 2.5-4。

表 2.5-4 建设用地土壤污染风险管控标准 单位 mg/kg

序号	污染物项目	筛选值(第二类用地)	管制值(第二类用地)
1	砷	60	140
2	镉	65	172
3	铬(六价)	5.7	78
4	铜	18000	36000
5	铅	800	2500
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
8	石油类	本项目区域外未受污染的土壤背景值	

2.5.2.2 污染物排放标准

(1) 废气排放标准

①施工期

柴油机燃烧柴油排放的污染物执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中“非道路移动机械用柴油机排气污染物限值”（第三阶段），详见表 2.5-5。

表 2.5-5 非道路移动机械用柴油机排气污染物限值（第三阶段）

额定净功率 Pmax (kw)	CO (g/kwh)	HC (g/kwh)	Nox (g/kwh)	HC+Nox (g/kwh)	PM (g/kwh)
Pmax>560	3.5	/	/	6.4	0.20
130≤Pmax≤560	3.5	/	/	4.0	0.20

②运营期

井场、站场挥发的无组织非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的无组织监控浓度标准，有关标准限值见表 2.5-6。

表 2.5-6 大气污染物综合排放标准限值 单位：mg/m³

污染物	无组织排放浓度限值	标准来源
非甲烷总烃	周界外浓度最高点为 4.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996） 表 2 中的无组织监控浓度标准

本项目设食堂 1 个，内设 3 个灶头，属中型饮食单位，油烟排放执行《餐饮业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）中型标准要求，详见表 2.5-7。

表 2.5-7 饮食业油烟排放标准

规模	小型	中型	大型
最高允许排放浓度 (mg/m ³)	2		
净化设施最低去除率 (%)	60	75	85

(2) 废水排放标准

本项目施工期废水为钻井废水、试压废水和施工人员的生活污水，钻井废水存于泥浆池自然蒸发，不外排；试压废水采用罐车运送至采出水处理系统处理达标后回用于电锅炉注汽用水；在施工生活区设施工区设防渗旱厕，施工结束后，将临时化粪池和旱厕拆除、土地恢复平整。

本项目运营期生产废水包括采油废水、井下作业废水和含盐废水。井下作业废水由采出液处理系统处理，含盐水定期回注井下，不外排；采油废水经软化水处理系统、软化水处理系统处理，达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》(Q/SY1275-2010) 中主要指标后回用于电蒸汽锅炉。水质指标详见表 2.5-8。

表 2.5-8 油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标

序号	水质	单位	限值
1	溶解氧	mg/L	≤0.05
2	总硬度	mg/L	≤0.1
3	总铁	mg/L	≤0.05
4	二氧化硅	mg/L	≤100
5	悬浮物	mg/L	≤5.0
6	总碱度	mg/L	≤2000
7	含油量	mg/L	≤2.0
8	可溶性固体	mg/L	≤7000
9	pH	mg/L	7.5~11.0

软化水装置产生的含盐水暂存于含盐水排放池内，其水质中 SS 和含油量浓度可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中“>0.5~≤1.5”相应标准，见表 2.5-9。含盐水定期回注井下，不外排。

表 2.5-9 回注水水质指标

注入层平均空气渗透率, μm ²	<0.01	>0.01~≤0.05	>0.05~≤0.5	>0.5~≤1.5	>1.5
SS, mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
含油量, mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0

运营期生活污水收集进入综合处理站内的生活污水处理站处理，出水水质达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准要求，用于站场内植被绿化。水质指标详见表 2.5-10。

表 2.5-10 污水综合排放标准

序号	出水水质	单位	限值	标准来源
1	pH	/	6.0~9.0	《污水综合排放标准》 (GB8978-1996) 中的一级标准
2	BOD5	mg/L	≤30	
3	COD	mg/L	≤100	
4	氨氮	mg/L	≤15	
5	SS	mg/L	≤70	
6	动植物油	mg/L	≤20	

(3) 噪声排放标准

项目厂界噪声执行《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 2.5-11。

表 2.5-11 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

声环境功能区类别	时段	
	昼间	夜间
2 类	60	50

项目建筑施工期厂界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的有关规定。具体见表 2.5-12。

表 2.5-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

实施阶段	噪声排放限值 dB (A)	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

(4) 固体废弃物排放标准

固体废物分类和处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及修改单的有关规定。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（原环保部公告 2013 年第 36 号）中的标准。

2.6 评价等级和评价范围

2.6.1 评价等级

2.6.1.1 大气环境影响评价等级

(1) 判定依据

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中的推荐模式 AERSCREEN 对本项目的大气环境评价工作进行分级。根据初步工程分析,运营期主要废气污染源为井场无组织排放的非甲烷总烃。根据导则要求,选择非甲烷总烃作为主要污染物,计算非甲烷总烃的最大地面空气质量浓度占标率 P_i (第 i 个污染物),及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达标值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$,其中 P_i 定义为:

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, mg/m^3 ;

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$; 一般选用 GB3095 中 1 小时平均质量浓度的二级浓度限值。

大气环境影响评价工作等级判据见表 2.6-1。

表 2.6-1 大气环境影响评价工作等级

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

(2) 采用数据及评价结果

本评价根据非甲烷总烃排放源强,利用导则推荐的估算模式 AERSCREEN 进行预测,计算 P_{\max} (P_i 值中最大者)和 $D_{10\%}$ (占标率为 10%时所对应的最远距离)。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/ °C		48°C
最低环境温度/ °C		-22°C
土地利用类型		工业用地
区域湿度条件		54%
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90

表 2.6-3 估算模式主要计算参数一览表

污染源 1	污染源名称	污染源类型	评价标准 (mg/m ³)	排放速率 (t/a)	源的释放高度 (m)	任意多边形参数
	井场	面源	2.0	32.6	1	根据矿区拐点确定

表 2.6-4 污染物最大落地浓度统计表

序号	污染物名称	最大落地浓度 mg/m ³	距离 (m)	P _{max} (%)	D _{10%}
1	非甲烷总烃	0.0312	7439	1.56	0

根据表 2.6-3, 比较表 2.6-4 评价工作分级判据, 由计算结果可知, 主要污染物 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$, 按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ/T2.2-2008) 规定, 确定本次大气环境评价工作等级为二级。

2.6.1.2 地下水评价等级

(1) 项目类别

本项目属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 附录 A 地下水环境影响评价行业分类表 “F 石油、天然气” 中 “37、石油开采” 类, 由此确定本项目采矿区域地下水环境影响评价项目类别为 I 类。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 表 1 地下水环境敏感程度分级规定和本项目所在区域的水文地质资料, 确定本项目所在区域的地下水环境敏感程度, 本项目的地下水环境敏感程度为不敏感。具体见表 2.6-5。

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	本项目
敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地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	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散饮用水水源地；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它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	上述地区之外的其它地区，分级不敏感

(3) 评价工作等级判定

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 2 评价工作等级分级表的划分方法进行确定，其判据详见表 2.6-6。

表 2.6-6 地下水环境评价工作等级判据

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

本项目采矿区域地下水环境影响评价项目类别为 I 类，所在区域地下水环境敏感程度为不敏感。因此，确定本项目地下水环境评价等级为二级。

2.6.1.4 声评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）规定，建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或者建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3~5dB(A)，或者受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价。项目区位于《声环境质量标准》（GB3096）中 2 类功能区，周围 2.5km 范围内无居民区等声环境敏感目标，受影响人数变化不大。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中的评价等级确定原则，声环境评价等级为二级。

2.6.1.5 生态评价等级

本项目矿界面积为 25.77km²，工程占地范围大于 20km²。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011)中表 1 的有关规定，其影响范围大于 20km²，又因所在区域属于非特殊及重要生态敏感区，在生物群落、区域环境、水和土地等方面的影响变化程度不显著，确定生态环境影响评价等级为二级。具体见表 2.6-7。

表 2.6-7 生态影响评价工作等级划分表

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

2.6.1.6 环境风险评价等级

本次评价依据《建设项目环境风险评价技术导则（HJ169-2018）》，按照涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，确定环境风险评价工作等级，工作等级划分见表 2.6-8。

表 2.6-8 评价工作等级划分

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

环境风险潜势划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区(E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区(E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区(E3)	III	III	II	I

危险物质及工艺系统危险性等级判断见表 2.6-10。

表 2.6-10 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的附录 B, 本项目涉及的危险物质为油类物质, 临界量为 2500t。本项目涉及的危险单元包括集油干线 9.8km、集油支干线 2km、一次沉降罐一个 (规格 2000m³)、二次沉降罐一个 (规格 2000m³)、净化储油罐 2 个 (规格 400m³), 危险物质数量与临界量的比值 Q 值详见表 2.6-11。

表 2.6-11 建设项目 Q 值确定表

单元	长度/规格	在线量 t	在线量/临界量值 q_i/Q_i	$\Sigma q_i/Q_i$
集油干线	9.8km	126.14	0.05	1.43
集油支干线	2km	23.17	0.01	
一次沉降罐	1×2000m ³	1200	0.48	
二次沉降罐	1×2000m ³	1500	0.60	
净化储油罐	2×400m ³	640	0.27	

根据表 2.6-11 结果, 结合《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的附录 C、D 判定: 本项目 Q 值划分为 $1 \leq Q < 10$, 本项目行业为石油天然气 (行业及生产工艺 M 分值为 10, 以 M3 表示), 危险性等级判定为 P4, 大气环境、地表水环境和地下水环境敏感程度 E 的分级均为 E3。由上述可知, 本项目环境风险潜势为 I 级, 风险评价工作等级低于三级, 仅作简单分析。

本次评价仅对事故影响进行简要分析, 提出防范、减缓和应急措施。

2.6.2 评价范围

(1) 大气环境影响评价范围

本项目大气环境影响评价等级为二级, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定, 大气环境影响评价范围边长取 5km。因本项目区域占地面积较大, 矿区长约 8.5km, 宽约 5.5km, 均大于 5km, 故本次评价将本项目矿区范围确定为大气环境影响评价范围。

(2) 地下水环境影响评价范围

根据区域水文地质资料，地下水流总体流向为北北西—南南东。矿区地形西北高东南低，地下水位与地形基本一致。

该项目地下水评价等级为二级，根据查表法，地下水二级评价的评价范围为6-20km²，必要时可适当扩大范围。本项目占地面积为25.77km²，地下水评价范围确定以项目区为中心，向地下水上游延伸1km、下游延伸2km，向地下水流侧向各延伸1km，范围为东西长10.5km、南北长8.5km、面积约为74.27km²的区域。

（3）声环境影响评价范围

本项目矿区周边200m内无声环境敏感目标，声环境影响评价范围确定为矿区边界外1m处。

（4）生态环境影响评价范围

生态环境评价范围为以矿区面积（25.77km²）及周边1km范围为生态环境影响评价范围。

（5）环境风险评价范围

本项目环境风险评价范围为以矿区为中心、距矿区边界3km的区域。

项目评价范围见图2.6-1。

2.7 评价重点

根据本项目污染物排放性质及其排放方式、排放特点，结合矿区周围环境特征，确定本次评价的重点是工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、生态环境影响评价、污染防治措施分析、环境风险分析等内容。

2.8 主要环境保护目标和环境敏感目标

2.8.1 主要环境保护目标

（1）大气环境：保护评价区环境空气，保证不因本项目而降低区域环境空气质量现状级别——《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。应确保评价区域内的大气环境质量不受本项目排放大气污染物的明显影响。

（2）声环境：项目评价范围内无声环境保护目标，控制厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，避免对厂址区

域造成噪声污染。确保本项目建成后区域声环境依旧满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类区要求。

(3) 水环境：保护矿区上游及下游区域地下水水质，保证不因本项目而降低区域地下水环境质量现状级别——《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

(4) 环境风险保护目标：降低环境风险发生概率，保证环境风险发生时能够得到及时控制，保护企业职工及环境敏感点人群。

(5) 生态：实施水土保持、厂区绿化等措施，保护厂址区生态环境，将生态环境影响降低到最小。

2.8.2 污染控制目标

(1) 井场、站场及集油管线采取一定的措施，使大气污染物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中的无组织监控浓度标准限值。

(2) 主要噪声设备必须采取一定的治理措施，确保厂界外1m的噪声控制在《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准以内。

(3) 落实固体废物处置方案，防止产生二次污染。

(4) 控制项目建设用地范围，确保对生态环境的破坏减至最低。

2.8.3 环境敏感目标分布

本项目区附近无国家及省级确定的风景名胜区、历史遗迹等保护区，也无重点保护生态品种及濒危生物物种，文物古迹等。主要环境敏感目标为区域地下水环境。环境敏感点分布见表2.8-1。

表 2.8-1 主要环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	相对位置	保护目标
大气环境	矿区办公、生活区	厂址区域	《环境空气质量标准》（GB3095—2012）中的二级标准
	坎尔其水库---七克台集水中心	矿区东南角	
地下水环境	区域地下水	评价区域	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类
声环境	厂址区域		《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类
	坎尔其水库---七克台集水中心		
生态环境	扰动范围的土壤、植被		植被恢复、控制水土流失

2.9 评价时段

根据《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》，琼坎儿孜油砂矿评估生产期 15 年，前 3 年边建设边投产，第四年进入稳定生产期。评价时段考虑施工期、运营期和闭井期。

3.建设项目工程分析

3.1 琼坎儿孜油砂矿矿区概况

3.1.1 地理位置

琼坎儿孜油砂矿位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县七克台镇，距七克台镇 8km，距鄯善县城 30km，地理位置见图 1.1-1。矿区范围由 24 个拐点圈定，开采深度由+490~-360m，矿区面积 25.77km²，矿区范围划定批复见附件（探矿权证），矿区范围见图 3.1-1。

3.1.2 矿区储量

根据《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿勘探补充报告》，资源量估算标高为+490~-360m，查明油砂油资源量总地质储量为 3091.89×10⁴t，其中探明加控制地质储量 1822.2×10⁴t；预测地质储量 1269.7×10⁴t。琼坎儿孜油砂矿储量分布主要在七克台组（占总储量 58.9%），其次是三间房组（占总储量 23.2%），西山窑组储量所占比例最低（占总储量 17.8%），储量情况详见表 3.1-1。

表 3.1-1 琼坎儿孜油砂矿分砂组地质储量统计表

层位	砂组	面积	储量	储量丰度	储量比例
		(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t/km ²)	(%)
七克台	Q I	3.05	475.1	155.8	15.4
	Q II	3.21	677.8	211.2	21.9
	Q III	3.03	669.3	220.9	21.6
小计		3.3	1822.2	552.2	58.9
三间房	S I	1.59	74.3	46.7	2.4
	S II	2.39	495.6	207.4	16.0
	S III	1.48	148.3	100.2	4.8
小计		3.4	718.2	211.2	23.2
西山窑	X I	1.47	37.2	25.3	1.2
	X II	2.76	163.4	59.2	5.3
	X III	4.27	219	51.3	7.1
	X IV	2.49	132	53.0	4.3
小计		5.2	551.5	106.1	17.8
总计		10.7	3091.9	289.0	100.0

3.1.3 矿山现状

(1) 矿山勘探简况

琼坎儿孜油砂矿勘探从二十世纪五十年代至今主要经历了三个阶段：

第一阶段：多级次区域资源勘探评价阶段。

1950~1970 年代该区进行了大量地质调查工作，该区完成了 1: 20 万、1: 5 万及 1: 1 万的区域地质调查。玉门石油勘探管理局钻浅井 18 口，进尺 11205.01m。

1990~2003 年，吐哈油田公司先后两轮次开展三维地震勘探，施工面积 330km²，基本了解本区的构造格架为一残留背斜的北翼，七克台断层的下盘具有较清晰的反射特征。

2003~2006 年，国土资源部组织油气资源评价。采用容积法计算油砂资源量，估算七克台油砂资源量在埋深 500m 范围内为 186×10^4 t。

第二阶段：以煤矿资源为目标的勘探评价工作

2009~2011 年，新疆煤田地质局以煤为找矿目标进行地质普查工作，实测剖面 5 条，1: 50000 综合地质填图 25.77km²，施工钻孔 11 个，进尺 4341m，测井 4201m。勘探工作认识到矿区内煤矿为局部可采，但该区油砂矿较为富集，具有开发潜力，进一步对油砂露头区的地层、构造、储层及油砂分布特征等进行了描述，为琼坎儿孜油砂矿开展正式勘探提供了依据。

第三阶段：以油砂矿为目标的勘探及开发前期试验工作

2012 年以来，各级地方政府对新疆油砂矿综合利用非常重视，吐哈油田公司于 2012 年 3 月申请变更矿种，勘查矿种为煤、油页岩及油砂矿，决定对琼坎儿孜油砂矿进行精细勘探和开发试验。青河恒大矿业勘察有限责任公司开展勘探与开发试验，投入资金总计 1800 万元。

2016 年 3 月到 7 月，青河县恒大矿业勘察有限责任公司委托吉林大学对琼坎儿孜油砂矿完成了包括西山窑组和三间房组在内的矿区精细勘查补充报告。补充勘探中完成工程测量点测量 45 个；施工钻探 2 个(台探 6、台探 7)，进尺 780m，测井 725m；收集、解释三维地震资料约 51.69km² (覆盖了矿区全区 25.77km² 面积)；测井解释 11 口钻孔 (Q48-1、Q48-2、Q52-1、Q54-1、Q54-2、Q56-1、

Q56-2、Q60-1、Q64-1、台探 6、台探 7)，共计 4327.94m；简易水文观测 2 口井、抽水试验 1 口井 40 小时；含油饱和度、孔隙度、渗透率油砂样品测试 31 件。编写完成《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿补充勘探报告》，最终测算全区油砂油地质储量为 $3091.89 \times 10^4 \text{t}$ ，其中探明油砂油地质储量为 $974.61 \times 10^4 \text{t}$ ，控制油砂油地质储量为 $847.55 \times 10^4 \text{t}$ ，预测油砂油地质储量为 $1269.73 \times 10^4 \text{t}$ 。报告全面分析研究了矿区的地震、钻孔、测井、测试、样品化验以及试油成果，对油砂矿的区域地质、矿床地质、开采技术条件、资源储量做了精细分析评价，为琼坎儿孜油砂矿开发方案设计和正式投入开发奠定了坚实基础。

(2) 矿山现状

琼坎儿孜油砂矿在历史勘探过程中进行了一系列钻探及测试化验，获取了较为详细的油砂矿参数。在详细勘探阶段主要完成了两项开采试验。

一项是 2015 年 5-8 月开展了露天热化学水洗试验。试验选取含油率较高、有效厚度大的 7 号探槽附近油砂进行露天开采试验。试验采取大循环系统工艺设计，实现了“3 个连续，3 个再利用，1 个废水零排放”。3 个连续即油、砂连续分离系统，砂、剂连续分离系统和油、剂连续分离系统；3 个再利用即废液再利用，热量再利用，砂子可利用。分离后的尾砂含油率小于 0.3%，pH 值接近中性，盐含量很低，达到国家排放标准。污水经过絮凝、沉淀后，泥土基本全部沉降，可以循环利用，节省药剂，污水零排放。开采试验累计处理油砂 26.4t，分离出原油 1739.7kg，尾砂 16.30t，粘土 8360.3kg。通过物料平衡计算，热化学水洗法出油率可以达到 96.06%，分离产品为轻质油砂油。

第二项是 2015 年 9 月台探 1 井蒸汽吞吐试油。台探 1 井对 334.4~338.0m、342.0~344.6m、357.0~362.2m 进行了合试，共开展了 4 个周期小规模蒸汽吞吐试油，总计试油时间 28 天，总计注蒸汽 556t，累计采油砂油 57t，油气比为 0.103。本次试验蒸汽吞吐产量中等、油气比中等，解决了油藏出油难的问题。采用的系列防窜完井技术，试油含水较低，有效防止底水窜层。

台探 1 井蒸汽吞吐试油生产情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 琼坎儿孜油砂矿台探 1 井蒸汽吞吐生产情况表

注汽周期	注汽量 (t)	注汽强度 (t/h)	干度%	排量 (t/h)	累产液量 (t)	累产油量	油气比	含水 (%)
一周期	25	7	45	3.5	6	2	0.08	66.6
二周期	238	28	45	8	50	24	0.10	48
三周期	225	45	50	8	54	25	0.11	46.3
四周期	68	61	45	5	12	6	0.09	50

3.1.2 现状存在的环保问题

本项目油砂矿勘探从二十世纪五十年代至今共历经三个阶段的勘探试验，完成 40 个钻孔，现场进行了封堵，临时占地已经完成场地恢复。

2015 年 9 月台探 1 井蒸汽吞吐试油，台探 1 井共进行了 4 次小规模蒸汽吞吐试验，各周期蒸汽吞吐生产时间短，生产时长大约在 2~9 天。试采结束后，2015 年已对该井进行了封井，并拆除了地面抽油机等设施。根据现场调查，临时占地已完成场地恢复。

综上，勘探试采井场均已封井，临时占地恢复状态良好，未对周边生态环境产生不利影响，无现存环境问题。

矿区及周边环境现状见图 3.1-2。

3.2 项目概况

项目名称：新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿

建设单位：青河县恒大矿业勘察有限责任公司

建设性质：新建

矿区范围：矿区面积 25.77km²

建设地点：琼坎儿孜油砂矿位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县七克台镇，距七克台镇 8km，距鄯善县城 30km。矿区范围依据《新疆维吾尔自治区自然资源厅划定矿区范围批复》，地理位置处于东经 90°27'55"~90°34'10"，北纬 42°55'00"~42°58'00"，中心点地理坐标：东经 90°31'02"，北纬 42°56'5.15"。矿区距 312 国道仅 6km，距鄯善火车站 20km，矿区与鄯善县城有专用三级柏油公路相通，与 G30（312）国道、与鄯善火车站有砂石公路相连，交通极为方便。

3.2.1 项目总投资

本项目工程总投资合计为133618万元，100%为自有资金。其中工程建设投资119000万元，流动14618万元。

本项目建设投资包括：前期费用、钻井投资、采油工程投资、地面建设工程投资、安全生产费用、预备费用等，总计为119000万元。项目投资估算见表3.2-1。

表 3.2-1 建设投资估算表

序号	项目	单位	金额
1	工程建设投资	万元	119000
1.1	开发井钻进投资	万元	35566
1.2	采油工程投资	万元	20097
1.3	地面建设工程投资	万元	43377
1.4	工程建设其他费用	万元	9142
1.5	基本预备费用	万元	10818
2	流动资金	万元	14618
	工程总投资合计	万元	133618

3.2.2 建设规模及产品方案

琼坎儿孜油砂矿开发项目采用水平井蒸汽吞吐为主的方案。整体部署水平井84口，利用原有直井8口，矿山服务年限为50年，矿山建设规模为 15.02×10^4 t/年。本矿山最终产品为油砂油。

3.2.3 矿山服务年限

琼坎儿孜油砂矿动用地质储量 3091×10^4 t，预计可采储量 553.29×10^4 t，根据油藏开发规律，产量逐年递减，预测前15年最高年产量可达 21×10^4 t/年，15年末期约 12.5×10^4 t/年，年均产量 15.02×10^4 t/年，累计产油量 225.31×10^4 t。根据递减规律持续计算，50年末期，累计产油量 524×10^4 t，接近油藏理论采收率18%，据此设定油藏开采服务年限为50年。其中，前3年边建设边投产，第四年进入稳定生产期。

3.2.4 工作制度及劳动定员

(1) 开采工作制度

琼坎儿孜油砂矿的开发采用连续工作制，年有效工作天数340天，每天工作24小时。矿区员工工作制度为3班倒，每班8小时工作制。

(2) 劳动定员

根据各岗位及项目规模，测算总劳动定员150人，矿长及管理人员7人，专业技术人员7人，分析化验员3人，采油工63人，资料信息人员20人，维护人员44人以及安全4人、后勤2人，详见表3.2-2。

表 3.2-2 矿山劳动定员情况一览表

岗位	昼夜出勤人员（人）			替休人员	合计
	I	II	III		
采油工	16	16	16	15	63
资料信息员	5	5	5	5	20
运行维护	11	11	11	11	44
专业技术人员	7				7
分析化验员	3				3
管理人员	4				4
矿长及副矿长	3				3
安全员	1	1	1	1	4
后勤	2				2
合计	50	31	31	38	150

3.2.5 矿区范围

本项目为新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿，目前未取得采矿证，探矿权属青河县恒大矿业勘察有限责任公司，探矿权许可证号：T65120090801033494，有效期为两年（2019年3月20日至2021年3月20日），勘查区内不存在土地纠纷。

根据自治区国土资源厅划定矿区范围的批复（新自然资采划[2019]第06号），申请矿区划定矿区面积为25.765km²，矿区范围由24个拐点圈定，开采标高+490~-360m。矿区范围平面拐点坐标见表3.2-3。

表 3.2-3 采矿权区拐点坐标一览表

拐点号	北京 54 直角坐标		经纬度坐标	
	X	Y	东经	北纬
1	42°56'30"	90°28'00"	42°56'31"	90°27'59"
2	42°56'30"	90°29'00"	42°56'31"	90°28'59"
3	42°56'45"	90°29'00"	42°56'46"	90°28'59"
4	42°56'45"	90°30'15"	42°56'46"	90°30'14"
5	42°57'00"	90°30'15"	42°57'01"	90°30'14"
6	42°57'00"	90°31'15"	42°57'01"	90°31'14"

拐点号	北京 54 直角坐标		经纬度坐标	
	X	Y	东经	北纬
7	42°57'15"	90°31'15"	42°57'16"	90°31'14"
8	42°57'15"	90°32'00"	42°57'16"	90°31'59"
9	42°57'30"	90°32'00"	42°57'31"	90°31'59"
10	42°57'30"	90°33'15"	42°57'31"	90°33'14"
11	42°57'45"	90°33'15"	42°57'46"	90°33'14"
12	42°57'45"	90°34'00"	42°57'46"	90°33'59"
13	42°58'00"	90°34'00"	42°58'01"	90°33'59"
14	42°58'00"	90°34'15"	42°58'01"	90°34'14"
15	42°56'00"	90°34'15"	42°56'01"	90°34'14"
16	42°56'00"	90°32'45"	42°56'01"	90°32'44"
17	42°55'45"	90°32'45"	42°55'46"	90°32'44"
18	42°55'45"	90°31'45"	42°55'46"	90°31'44"
19	42°55'30"	90°31'45"	42°55'31"	90°31'44"
20	42°55'30"	90°30'45"	42°55'31"	90°30'44"
21	42°55'15"	90°30'45"	42°55'16"	90°30'44"
22	42°55'15"	90°29'30"	42°55'16"	90°29'29"
23	42°55'00"	90°29'30"	42°55'01"	90°29'29"
24	42°55'00"	90°28'00"	42°55'01"	90°27'59"

3.2.6 项目组成

本项目为新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿开采项目，目前矿山各设施均未建设。拟建矿建设施矿部生活区外其他设施场地均位于矿区范围以内，占用土地类型为其他土地类的裸地，土地权属为国有。本项目主要建设内容包括钻井工程、采油工程、地面建设工程；公用设施工程：供电工程、信息数据采集工程、矿区路网工程；行政福利工程：办公区、矿山生活区（宿舍食堂、浴室等）。

本项目由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程及办公生活设施组成，具体内容分别见表3.2-4。

表 3.2-4 本项目工程组成及建设内容表

序号	项目名称		建设内容	
1		钻井工程	新建水平井钻井 84 口、利用直井 8 口	
		采油工程	新建集油管线，其中直井单井注采合一管线 55.2km、水平井单井注采合一管线 42km、集油干线 9.8km、集油支干线 2km、注汽干线 9.8km、注汽支干线 2km	
	主体工程	地面建设工程	综合处理站	新建综合处理站 1 座，转输量 2000~3000m ³ /d。站内包括原油脱水、原油稳定、油库、污水处理系统，原油处理能力 25×10 ⁴ t/a。设气液分离器 2 台，干燥装置一套，管壳式换热器 1 台，400m ³ 油罐 2 座，脱水器 2 台，油外输泵房 1 座，工控机 1 套
			其他	新建井场 92 座（每座大小为 20×20m）、计量配气站 7 座、电注汽锅炉 2 台（每台制汽能力 23t/h）
2	辅助工程	井场道路、站内道路	新建井场道路、计量配气站站内道路、综合处理站站内道路，共 92km	
		矿区公路	新建矿区公路 46km，砂石路面	
		生活办公区	新建办公室 300m ² 、宿舍 1500m ² 、会议室 200m ² 、库房 200m ² 、餐厅 150m ² 、卫生间 50m ² 、车库 100m ² ，砖混结构	
3	公用工程	供电系统	新建一座 10kV 变电所	
		给水系统	新建加压泵房：建筑面积 61.8m ² ；新建清水池：钢筋方形水池，池容 V=400m ³ ；新建供水泵房：建筑面积 81.3m ²	
		排水系统	综合处理站内设生活污水处理站，处理规模 20m ³ /d，污水处理站设有 1 座 V=70m ³ 装配式中水贮存箱及 2 台中水供水泵（Q=36m ³ /h、H=20m、N=4.0KW）	
		供暖系统	利用注汽锅炉余热，设置供暖设施	
		消防系统	配置一定数量的小型移动式灭火器材	
4	环保工程	污水处理设施	生产废水：新建 2000m ³ 采出液处理系统和软化水处理系统，处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中主要指标后回用于电锅炉，产生的含盐废水定期回注井下，不外排	
			生活污水：设生活污水处理站，处理规模 20m ³ /d，处理后水质可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准要求用于矿区绿化和道路降尘。	

序号	项目名称		建设内容
		地下水防控措施	井场地面属于一般污染防治区，防渗层的防渗系数不能低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；集油及注水管线属于重点污染防治区；站场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的有关要求，分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区
		固体废物	井场设置随钻处理系统，废弃钻井泥浆和岩屑在随钻系统处理后，固化泥饼就地掩埋、平整、压实，岩屑经收集后用于铺垫井场和井间道路
			综合处理站设危废暂存池，含油污泥暂存于危废暂存池，定期清运、统一委托有资质单位回收处理
			办公生活区设垃圾船，生活垃圾集中收集、定期清运
		生态恢复	永久占地：0.6367km ² ，施工结束后及时对临时占地恢复治理
			临时占地：2.03km ² ，永久占地区做好绿化等植物资源补偿措施

3.2.7 公用工程

3.2.7.1 供电工程

①电源确定

琼坎儿孜油砂矿每年最大用电需求约 3.6MW，矿区东北方向 8 km 处建有 110kV 七克台变电所，该变电所最大供电能力 46.8MW。根据琼坎儿孜油砂矿实际情况在综合处理站建一座 10kV 变电所，其两回电源分别引自 110kV 七克台变电所不同母线段，导线规格均为 LGJ-240，距离均为 8km。正常运行时，两回线路同时工作，线路电压降 4.24%。

②变电所

变电所所址的选择综合考虑了滑坡、水、便于线路进出、负荷中心以及风向影响等各方面的因素，结合油砂矿用电负荷分布状况，变电所设在综合处理站内。

10kV 变电所为室外布置，所内设 10kV 高压配电室、变压器室、低压配电室、值班室。10kV 变电所 10kV 侧、0.4kV 侧均为单母线分段接线。

根据 10kV 变电所主接线方案，变电所室内设 2 台 SCB3-315/10（10/0.4kV 315VA）变压器，负担工业场地及生活区全部低压负荷。两台变压器同时工作，

分列运行，负荷率为 57%，保证率为 87%。

变电所所内 10kV 侧采用 KYN28A-12 型开关柜，内设 VS1 型真空断路器；0.4kV 采用 GGD 型开关柜；0.4kV 侧设无功补偿装置，补偿容量 $2 \times 90\text{kvar}$ 。

变电所采用直流 DC220V 操作，装设 1 套 100Ah 型直流成套装置。

③供配电

电锅炉采用 10kV 供电，两回电源分别引自变电所 10kV 侧不同母线段。

办公楼、宿舍楼、食堂、污水处理站等设施电源均引自变电所 0.4kV 侧，采用 XLK-1 动力配电箱或 XL-21、XF-31 型动力配电箱配电。

3.2.7.2 采暖工程

根据项目实际供暖需要及冬季施工时段，考虑采用电注汽锅炉余热，设置供暖设施，解决矿区人员供暖需求。

3.2.7.3 给排水工程

(1) 供水

①用水量

经核算，本项目运营期新鲜水平均用量约 $537.97\text{m}^3/\text{d}$ ，其中生产用水平均需补充新鲜水量约 $518.47\text{m}^3/\text{d}$ ，生活用水量约 $19.5\text{m}^3/\text{d}$ 。

②供水水源

本项目矿区供水水源主要来自矿区东南部的坎尔其水库至七克台集水中心。坎尔其水库至七克台集水中心于 2013 年 11 月完成竣工验收，主要包括坎尔其水库至七克台集水中心 38.262km 的输水管道、十级稳压减压室、84 座阀门井、 $2 \times 2000\text{m}^3$ 蓄水池、 10000m^3 事故水池及集水中心水厂，年供水能力 $800 \times 10^4\text{m}^3$ ，水源地为坎尔其水库。

坎尔其水库至七克台集水中心于 2019 年 2 月 22 日委托吐鲁番艾美水质环保检测中心进行了水质化验，经化验分析水质满足《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)，具体见表 3.2-5。

表 3.2-5 水质检验结果表

序号	检测项目	检查结果	标准限值	单项判定
1	色度	5	≤15	合格
2	嗅和味	无	无异臭、异味	合格
3	肉眼可见物	无	无	合格
4	PH	8.21	6.5—8.5	合格
5	浑浊度/ (NTU)	1.44	≤1	不合格
6	溶解性总固体/ (mg/L)	321	≤1000	合格
7	总硬度/ (mg/L)	238.2	≤450	合格
8	挥发酚类/ (mg/L)	<0.002	≤0.002	合格
9	阴离子合成洗涤剂/ (mg/L)	<0.06	≤0.3	合格
10	硫酸盐/ (mg/L)	48.3	≤250	合格
11	硝酸盐/ (mg/L)	4.11	≤10	合格
12	氯化物/ (mg/L)	22	≤250	合格
13	氟化物/ (mg/L)	0.26	≤1.0	合格
14	氰化物/ (mg/L)		≤0.003	合格
15	铝/ (mg/L)	0.012	≤0.2	合格
16	铁/ (mg/L)	0.13	≤0.3	合格
17	锰/ (mg/L)	0.04	≤0.1	合格
18	铜/ (mg/L)	0.06	≤1.0	合格
19	锌/ (mg/L)	<0.06	≤1.0	合格
20	砷/ (mg/L)	0.0004	≤0.01	合格
21	汞/ (mg/L)	<0.0001	≤0.001	合格
22	硒/ (mg/L)	<0.0005	≤0.01	合格
23	镉/ (mg/L)	<0.0004	≤0.005	合格
24	铅/ (mg/L)	<0.002	≤0.01	合格
25	铬 (六价) / (mg/L)	0.004	≤0.05	合格
26	耗氧量 (以 O ₂ 计) / (mg/L)	1.75	≤3	合格
27	总大肠菌落	未检出	不得检出	合格
28	耐热大肠菌群/ (CFU/ml)	未检出	不得检出	合格
29	菌落总数/ (CFU/ml)	95	≤3	合格

③供水方案

施工期：钻井井场生产用水和生活用水采取由罐车从附近的大东湖村补给，钻井井场内不设临时水源井。

运营期：由集水中心引出一条 De315 给水管道输送至矿区生活区，在矿区

生活区设一座 50m³清水池，经泵房加压后输水，以满足生产、生活用水。生产、生活供水管道系统合并，供水管网设计成环状，主要管道规格 DN≥300mm，采用 De315 聚氯乙烯（PVC）塑料复合管。供水泵房设置 2 条 DN200 出水管，在不同位置与地面环状供水管网相连。

（2）排水

①排水量

a、生产废水

本项目废水包括生产废水和生活污水，生产废水包括采油废水、含盐废水和井下作业废水。井下作业废水的产生为临时性的，约 5520m³/a。由罐车运至采出液处理站和采出液分离废水一并处理。根据开采量预测，本项目年平均采出液分离出的废水量 3.17×10⁴m³，日平均废水量 86.85m³，日最大废水量 130.57m³。类比同类项目，含盐废水占锅炉总用水量的 2%，本项目日注汽量为 206.67～891.19m³，平均日注气量 593.45m³，因此，本项目含盐废水日平均产生量为 11.87m³，日最大产生量为 17.82m³。

本项目生产废水量估算情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 生产废水量估算表

序号	排水项目	排水量 (m ³ /d)	备注
1	采油废水	86.85 (日平均)	经处理达标后回用于锅炉注汽
2	含盐废水	11.87 (日平均)	含盐水定期回注井下，不外排
3	井下作业废水	/	经处理达标后回注井下，不外排
	合计	98.72 (日平均)	

b、生活污水

本项目生活污水由洗涤和餐饮废水为主，粪便污水所占比例不大。经计算，本项目生活污水排放量约 16.8m³/d，生活污水量估算详见表 3.2-7。

表 3.2-7 生活污水量估算表

序号	排水项目	排水量 (m ³ /d)	备注
1	日常生活排水	5.1	用水量的 85%
2	食堂排水	7.7	用水量的 85%
3	淋浴间排水	2.7	用水量的 90%
4	宿舍排水	1.3	用水量的 85%
	合计	16.8	

②排水方案

a、施工期

本项目施工期废水为钻井废水、试压废水和施工人员的生活污水。钻井废水存于泥浆池自然蒸发，不外排；试压废水采用罐车运送至采出水处理系统处理达标后回用于电锅炉注汽用水，不外排。在施工生活区设施工区设防渗旱厕，施工结束后，及时清掏外运做为农家肥，将临时化粪池和旱厕拆除、土地恢复平整。

b、运营期

本项目废水主要有生产废水和生活污水，这两类废水中污染物成分及浓度各不相同，各自对环境的影响程度不同，所以对它们采取的处理措施也不相同。

生产废水：新建 2000m³ 采出液处理系统和软化水处理系统，井下作业废水和采油废水处理达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中主要指标后回用于电锅炉，产生的含盐废水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）中主要指标后，经管线回注井下，不外排。

生活污水：生活污水经排水管道收集汇流至生活污水处理站，生活污水处理站处理规模 20m³/d，拟采用“生物处理+物化处理”水处理工艺，处理后水质可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准要求，净化污水用于矿区植被绿化，污泥贮存池内部污泥定期由吸粪车运走，运至绿化带处肥料使用。

③排水系统

a、采出液处理系统

本项目年平均采油废水量 3.17×10⁴m³，日平均废水量 86.85m³，日最大废水量 130.57m³。本项目采油废水的水质根据同类项目类比调查，具体指标为石油类：20~200mg/L、SS：10~150mg/L、COD：100~800mg/L。采油废水由采出液处理系统处理，具体处理工艺流程详见图 3.2-1。

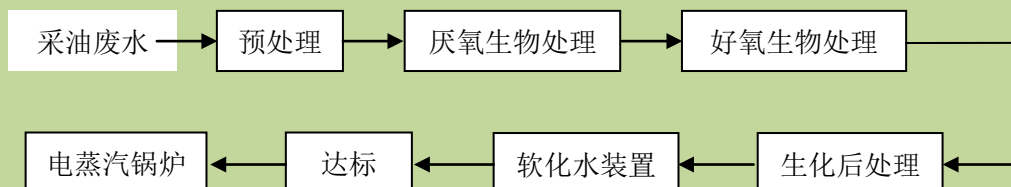


图 3.2-1 采出液处理系统工艺流程

采出液处理系统工艺流程简述：原油脱水处理过程分离出的采油废水由一次

沉降罐和二次沉降罐出水经管道收集后，首先进入预处理设施，预处理设施包括隔油、调节、混凝气浮等处理单元。经过预处理后的出水经过厌氧生物处理，去除废水中的部分 COD、SS 和石油类，然后经过好氧生物处理降解废水中的有机物质，再经过生化后处理环节处理，出水进入软化水装置处理后，水质可达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》(Q/SY1275-2010)，回用于电蒸汽锅炉注汽。

采出液处理系统各处理单元污染物去除效率见表 3.2-8。

表 3.2-8 采出液处理系统各单元污染物去除效率

处理单元	处理方法	主要工艺环节	污染物去除效率 (%)		
			悬浮物	COD	石油类
预处理	混凝气浮	隔油、调节、混凝气浮	10~80	25~60	10~35
厌氧生物处理	水解酸化	水解酸化	20~45	15~40	30~60
好氧生物处理	活性污泥	生物反应池、沉淀池	60~90	65~90	80~96
生化后处理	混凝	混凝、沉淀、过滤	50~70	15~30	>30

采油废水主要污染物进出水指标详见表 3.2-9。

表 3.2-9 本项目采油废水主要污染物水质指标表

序号	污染物	进水水质 (mg/L)	出水水质 (mg/L)	去除效率 (%)
1	悬浮物	150	≤5.0	99
2	含油量	100	≤2.0	98

b、生活污水处理系统

综合处理站内设生活污水处理站，处理矿区生活污水。生活污水主要由淋浴、洗涤、冲厕、餐饮等污水组成，以洗涤污水为主，冲厕污水所占比例不大，其污染程度相对较轻。参考我国现有矿山生活污水实测资料，估计主要污染物浓度如下：

pH: 7~8

悬浮物 (SS): 120mg/L~200mg/L

化学需要量 (COD): 100mg/L~300mg/L

生化需氧量 (BOD₅): 60mg/L~150mg/L

氨氮 (NH₃-N): 150mg/L~20mg/L

本项目生活污水拟采用“生物处理+物化处理”的污水处理工艺，该处理工艺具有占地小、工期短、出水好、运行成本低等诸多优点，适用于日处理规模较

小的废水。生活污水处理工艺流程详见图 3.2-2。

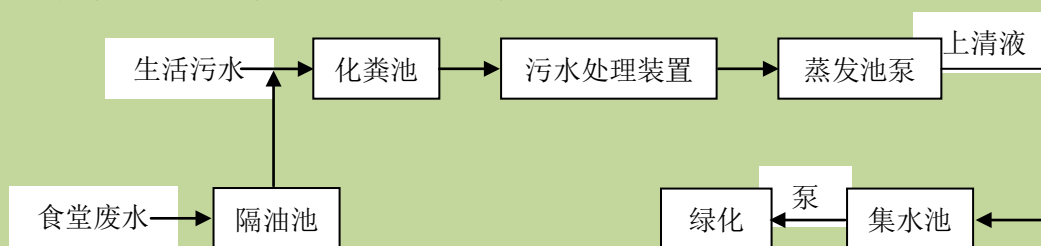


图 3.2-2 生活污水处理工艺流程图

本项目生活污水主要污染物的水质指标见表 3.2-10。

表 3.2-10 本项目生活污水主要污染物水质指标表

序号	污染物	进水水质 (mg/L)	出水水质 (mg/L)	去除效率 (%)
1	pH	7~8	7~8	/
2	COD	300	<48	>84
3	BOD ₅	150	<10	>95
4	SS	150	<5	>95
5	氨氮	20	<5	>83

生活污水经处理后，出水满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中的一级标准要求，净化污水用于矿区植被绿化，冬季贮存自然蒸发。污泥贮存池内部污泥定期由吸粪车运走，运至绿化带处肥料使用。

(3) 水平衡分析

本项目运营期生产废水处理后的日平均出水量 86.85m³，日最大出水量 130.57m³，这部分回用水量不能满足电蒸汽锅炉用水需求，因此，需采用新鲜水作为补充。根据《新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿产资源开发利用方案》中的蒸汽吞吐开采方案，本项目日注汽量为 206.67~891.19m³，平均日注气量 593.45m³。因此，日平均需补充新鲜水量为 518.47m³，生活用水量 19.5m³/d，项目运营期日平均新鲜水总用量约 537.97m³。

本项目运营期水平衡情况见图 3.2-3。

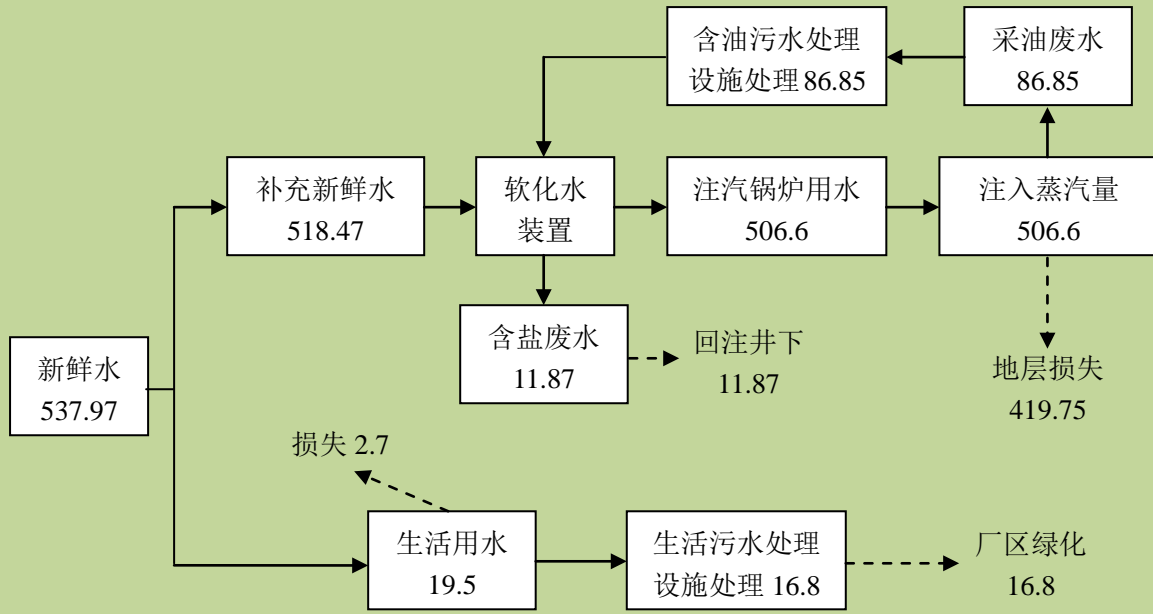


图 3.2-3 运营期水平衡图

单位: t/d

3.2.7.4 矿山机修

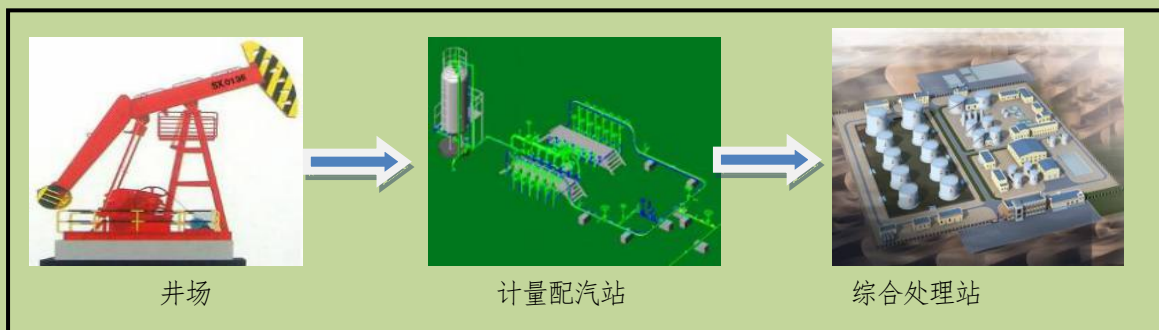
为维持琼坎儿孜油砂矿的正常生产，需对矿区的生产设备及辅助设备、运输设备进行维护、修理，并应存储部分油料、材料和机械备件，以满足矿区生产的需要。矿区设备均为标准化产品，机械加工件很少。在矿区工业场地建机修间，相关设备的日常维修、保养由技术人员和操作工进行，机械设备的大、中修委托专业检修机构或协作单位承担。

3.2.8 矿区总平面布置

新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿矿区主要组成部分包括：采油区、办公生活区和矿区道路。根据本项目建设内容及规模，采油区主要组成包括蒸汽吞吐84口水平井和8口直井井场，蒸汽吞吐14式计量配气站7座，综合处理站1座，配套集油、注汽、供水管道设计，占地面积约1.83 km²。办公生活区包括办公室、宿舍、会议室、车库、餐厅及库房等，总建筑面积2500m²，占地面积4000m²。矿区总平面布置图见图3.2-4。

总平面布置原则为：在满足工艺流程的前提下，尽可能减少中间环节，缩短各工序间的距离，保证各项工艺流程衔接顺利。矿区井场的布置，尽量靠近主矿体中心，创造有利于生产、管理和方便交通的条件；生活设施应布置在位于人流出入口的交通要道附近，利于内外联系方便。

①采油区：由井场、计量配汽站、综合处理站、集油、注汽、供水管道组成，采用两级布站方式，即：采油井场→计量配汽站（12井式、14井式、22井式）→综合处理站，见流程示意图3.2-5。



3.2-5 吞吐开发区块集输系统流程示意图

主要特点：集输布站方式采用短半径集输布站流程，设置7座计量配汽站，每座站连接10~14口油井，注采半径<750m。计量配汽站由注汽管线和综合处理站内的2台注汽锅炉连接，计量配汽站由集油干线与综合处理站连接。

矿区工布置钻井井场92座，井场大小80m×70m，其中，水平井场84座，水平井井场布置示意图见图3.2-6。

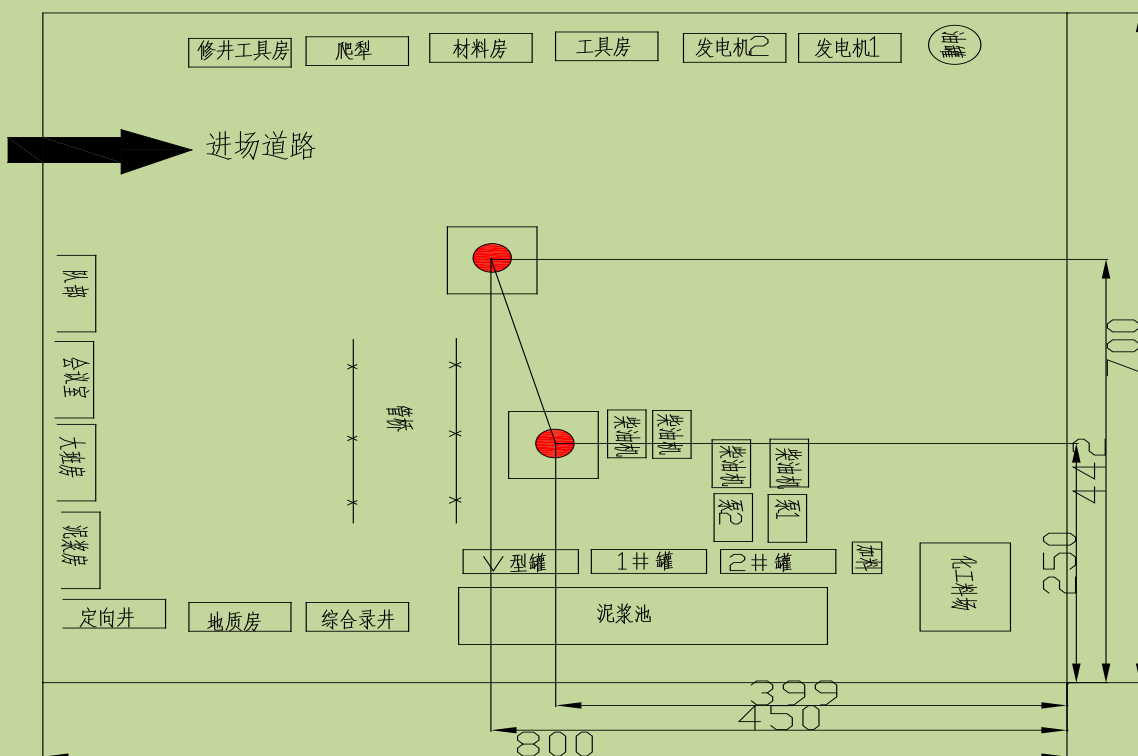


图 3.2-6 水平井井场布置示意图

每座水平井场内布置有泥浆池、泵组、罐组等，井场外围均布置有会议室、大班房、泥浆房、地质房、修井工具房、材料房等，均设有进场道路，使矿区内交通便捷，有效提高作业效率。

综合处理站建设工作场所和值班生活区，站内包括原油脱水、原油稳定、油库，污水处理系统，以及公用工程包括供电、供排水、供热、通讯、采暖、通风、道路、土建等。综合处理站平面布置示意图见图3.2-7。

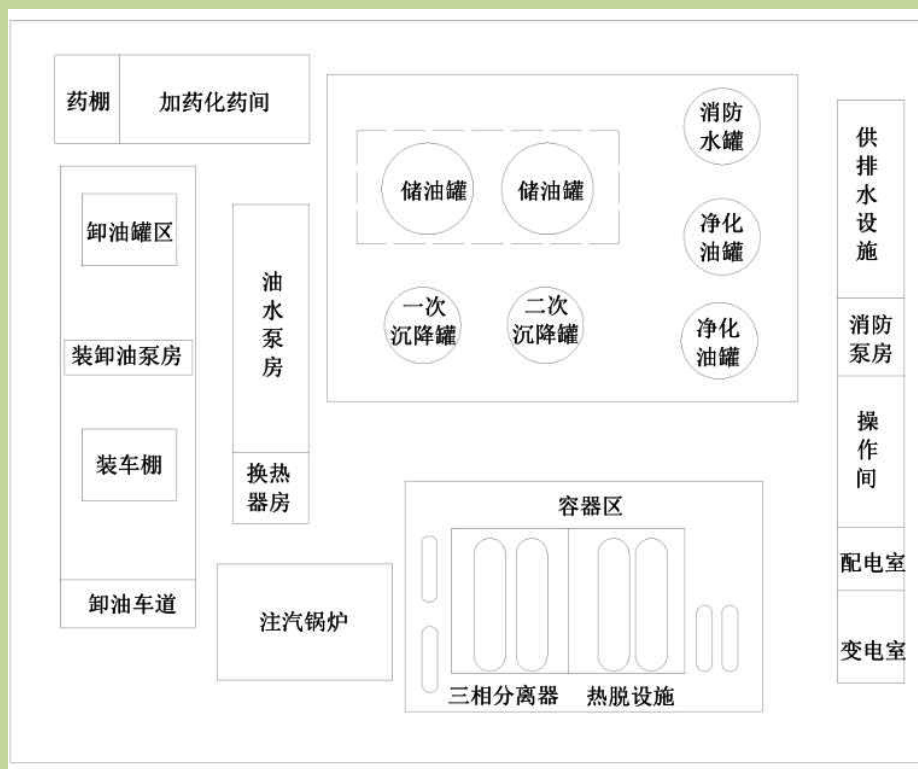


图 3.2-7 综合处理站平面布置示意图

注汽站与综合处理站合建，便于集输系统循环处理及蒸汽生产，同时便于集中管理；站区绿化采用集中和分散绿化两种方式。集中绿化用地布置在厂前区，种植各种花木，配以各类小品、雕塑等。分散布置利用道路两侧种植道树，在空地地带片植、单植灌木、草坪、花卉等。

②办公生活区

为满足矿区集油区员工的日常巡检、工作及生活需求，新建办公生活区，包括办公室、宿舍、会议室、车库、餐厅及库房等，总建筑面积2500m²，占地面积4000m²。考虑集中布置、方便管理的原则，将前线生活值班室建在综合处理站附近。办公生活区位于矿区中心南部，距矿区东西两侧远近相当，便于整个矿

区的办公、管理。办公生活区临近矿区以南的鄯善县三级柏油公路，交通极为便利。

办公生活区建设设施及面积明细见表3.2-11。

表 3.2-11 办公生活区建设设施及面积明细表

建筑类型	办公室 (m ²)	宿舍 (m ²)	会议室 (m ²)	车库 (m ²)	库房 (m ²)	餐厅 (m ²)	卫生间 (m ²)
建筑面积	300	1500	200	100	200	150	50
建筑结构	砖混						

③矿区道路

为满足油田日常生产及施工管理，需修建井场道路路网，新建油田生产道路全长46km。路基、路面设计按沙面路即可满足生产需要。

3.3 工程分析

3.3.1 开采方式及开采顺序

(1) 开采方式

目前国际上开采油砂的方法主要有两种：一是露天开采法，适用最大埋藏100m 以内的浅层；二是就地开采方法。琼坎儿孜油砂矿是部分出露地表的高倾角高蜡低渗油砂矿，其主要矛盾是油藏析蜡后固相蜡组分与液态原油共存，油藏基本处于蜡质封存状态，失去渗流能力。综合分析确定琼坎儿孜油砂矿适宜的开采方式为原地热采方式，具体原因有以下几个方面。

一是油砂矿高蜡的特征导致必须采取热采方式进行融蜡；二是油藏低渗特征，蜡质组分析出会加剧影响油藏储层渗流能力，必须采取热采的方式降低影响；三是油砂矿高倾角、纵向跨度大需要热采方式提高水动力及油砂分离能力，有效驱替油砂油；四是热采有利于改善油藏渗流条件；五是水平井可以增加泄油面积，而目前国内水平井热采技术近年来发展迅速，热利用效率以及工艺技术体系较成熟，油藏水平井热采开发工艺有保障。此外，目前常规蒸汽吞吐技术已经成熟（水平井和直井蒸汽吞吐），该技术适用于 50℃时原油粘度小于 20000mPa·s 的油藏开采，有比较广泛的适用范围，中试成果也表明，矿区油砂蒸汽吞吐取得较好效果，是实现琼坎儿孜油砂矿有效开采的首选技术。

综合分析认为，琼坎儿孜油砂矿适宜于热采开发，拟选用水平井为主的蒸汽

吞吐、就地开采方式。

(2) 开采顺序

根据油藏开发规律，一般采取整体部署，分步实施的原则。本次油砂矿开采全区部署开发方案，将先动用探明区，再动用控制区，最后动用预测区，计划建设期三年，在建设期内将全面完成开发工程建设。

3.3.2 开发利用方案

3.3.2.1 水平井热采开发部署方案

(1) 水平井热采参数

①垂向位置

琼坎儿孜油砂矿开发主体采用水平井蒸汽吞吐方式。水平井蒸汽吞吐开发，水平段长度越长，产液量越高，但对钻完井的要求以及后期作业维修等难度也越高。考虑油砂矿油层垂向跨度较大，设计同一油层不同垂向位置部署水平井，有效发挥热采效率。考虑蒸汽超覆以及底水驱两方面的驱替动力，设计在油藏垂向 200m 及 400m 左右各部署多口水平井，协同驱替，有效控制地层储量。

②水平段长度

从水平段有效动用、蒸汽腔均衡发育及调控角度考虑，水平井水平段长度拟定为 300m。

③水平井井距

水平井井距的大小根据油藏经济合理井网密度确定。测算 300m 水平井段条件下井距 150m，排距 150m 时开发效益最佳。

④注汽压力

琼坎儿孜油藏注汽压力必须小于 5.96MPa，对照琼坎儿孜油藏同属浅层低压油藏，油藏埋深相似，确定蒸汽吞吐注入压力应在 5.0MPa。

⑤周期注汽强度

根据中试井成果及注汽强度效果分析，油砂矿具有较高的注入能力，设计注汽强度 10t/m，综合设计蒸汽吞吐周期注入量 2000t，根据单井水平段长实时调整。

⑥井底蒸汽干度

蒸汽干度是影响蒸汽吞吐开采效果的首要因素。在相同的周期注汽量及注汽速度下，蒸汽干度越高，则蒸汽所携带的热焓值越大，对应油层加热半径越大，周期产油量也就越高。在 5MPa 压力下，矿场实际可以达到蒸汽干度 80% 以上。综合蒸汽工艺设备以及矿场实践的实用性，一般采取 80% 的蒸汽干度。琼坎儿孜油藏设定蒸汽干度为 80% 进行蒸汽吞吐开发。

⑦ 焖井时间

注入蒸汽后关井一段时间（焖井），可以把注入蒸汽所携带的潜热有效地传给油藏，同时随热能传递，油藏油砂油膨胀流动，油藏渗流能力增强，注入蒸汽热能更深入进入油藏，充分均匀加热油藏。蒸汽更深入流进油藏同时也减少了生产时采出蒸汽量，提高了蒸汽的利用率。但焖井时间不能过长，否则能量向顶底层扩散形成热损失，井筒周围加热油砂油温度会逐步降低，导致产量降低。在选定优化出的注汽参数的基础上进行焖井时间的优选，设定焖井时间为 5 天。

⑧ 注汽速度

注汽速度与周期注汽量的变化相一致，初期注汽速度较低，随着开发进行蒸汽波及范围扩大而增大注汽速度，设定注汽速度范围 50~150t/d，平均注入速度 100t/d 左右；

(2) 水平井单井指标及产能

① 产能论证

本次水平井部署水平段长度 300m，能有效扩大泄油面积。根据水平井产能公式测算理论产能 13.2t/d，考虑实钻地层污染等因素，综合计算琼坎儿孜油砂矿蒸汽吞吐水平井初产单井日产水平为 10.0t/d。

② 单井指标

以蒸汽吞吐水平段长度 300m，水平井距 150m、排距 150m 的水平井井网，在油藏中部深度 300m 左右，压力和温度分别为 4.15MPa、17.9℃ 条件下，按油层厚度 15.0m，孔隙度 20.0%，渗透率 17mD，含油饱和度 45.0%，30℃ 原油粘度 4.066Pa·s 的油层条件，在上述优化设计的操作参数基础上，预测了部署区蒸汽吞吐水平井单井组开发指标（表 5.3）。根据预测结果，单井注汽阶段年注汽量平均 0.27×10^4 t，蒸汽吞吐生产 15 年，累积注汽 3.99×10^4 t，累积产油 2.92×10^4 t，初期日产油 10t/d，期末递减至 4.0t 左右。预测指标详见表 3.3-1。

表 3.3-1 水平井蒸汽吞吐单井预测指标表

年度	年注汽 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	日注汽 (t)	日产油 (t)	日产液 (t)
1	0	0	0	0	0.00	0
2	0.24	0.36	0.396	6.45	9.74	10.7075
3	0.21	0.28	0.3115	5.85	7.79	8.6675
4	0.21	0.24	0.2715	5.66	6.67	7.519
5	0.20	0.22	0.25	5.60	5.99	6.83
6	0.20	0.20	0.23	5.58	5.44	6.277
7	0.21	0.19	0.2215	5.75	5.09	5.9525
8	0.22	0.18	0.213	6.10	4.85	5.765
9	0.24	0.17	0.206	6.52	4.67	5.648
10	0.26	0.17	0.209	7.04	4.54	5.596
11	0.28	0.16	0.202	7.73	4.44	5.5995
12	0.30	0.16	0.205	8.35	4.35	5.6025
13	0.33	0.16	0.2095	8.92	4.26	5.598
14	0.35	0.15	0.2025	9.49	4.16	5.5835
15	0.36	0.15	0.204	9.80	4.08	5.55
16	0.38	0.15	0.207	10.36	3.99	5.544

(3) 水平井部署结果

琼坎儿孜油砂矿部署蒸汽吞吐水平井 84 口，水平井设计单井水平段长 300m，预计钻井进尺 5.88×10^4 m（其中水平段总进尺 2.52×10^4 m），各井深见表 3.3-2，井位见图 3.2-4。

表 3.3-2 设计钻井井深一览表

井号	设计井深 (m)	井号	设计井深 (m)	井号	设计井深 (m)
Q-1-P1	1000	Q-5-P5	700	Q-10-P3	1000
Q-1-P2	700	Q-5-P6	400	Q-10-P4	700
Q-1-P3	400	Q-6-P1	1000	Q-10-P5	400
Q-1-P4	1000	Q-6-P2	700	Q-11-P1	700
Q-1-P5	700	Q-6-P3	700	Q-11-P2	400
Q-1-P6	400	Q-6-P4	700	Q-11-P3	1000
Q-2-P1	1000	Q-6-P5	400	Q-11-P4	700
Q-2-P2	700	Q-6-P6	1000	Q-11-P5	1000
Q-2-P3	400	Q-6-P7	700	Q-11-P6	700

井号	设计井深 (m)	井号	设计井深 (m)	井号	设计井深 (m)
Q-2-P4	1000	Q-6-P8	400	Q-11-P7	400
Q-2-P5	700	Q-7-P1	700	Q-12-P1	400
Q-2-P6	400	Q-7-P2	1000	Q-12-P2	1000
Q-3-P1	1000	Q-7-P3	700	Q-12-P3	700
Q-3-P2	700	Q-7-P4	400	Q-12-P4	700
Q-3-P3	400	Q-7-P5	1000	Q-12-P5	400
Q-3-P4	1000	Q-7-P6	700	Q-13-P1	850
Q-3-P5	700	Q-7-P7	400	Q-13-P2	550
Q-3-P6	400	Q-8-P1	1000	Q-13-P3	850
Q-4-P1	1000	Q-8-P2	700	Q-13-P4	550
Q-4-P2	700	Q-8-P3	400	Q-14-P1	850
Q-4-P3	400	Q-8-P4	1000	Q-14-P2	550
Q-4-P4	1000	Q-8-P5	700	Q-14-P3	850
Q-4-P5	700	Q-8-P6	400	Q-14-P4	550
Q-4-P6	400	Q-9-P1	1000	Q-15-P1	850
Q-5-P1	1000	Q-9-P2	700	Q-15-P2	550
Q-5-P2	700	Q-9-P3	400	Q-16-P1	700
Q-5-P3	400	Q-10-P1	1000	Q-16-P2	850
Q-5-P4	1000	Q-10-P2	700	Q-16-P3	550

3.3.2.2 直井热采开发部署方案

琼坎儿孜油砂矿直井常规蒸汽吞吐利用探井转采方式，共计 8 口井。

(1) 直井热采参数

①注汽强度

直井吞吐各周期注汽强度分别以 8~30t/m 强度持续增强，不断扩大波及范围，有利于维持产油能力。

②注汽速度

直井注汽速度为 15t/d~50t/d。并且注汽速度在蒸汽吞吐初期较小，随着开发进行逐步增大，与蒸汽波及范围的扩大相匹配。

③焖井时间

随着焖井时间的增加，累积产油略有增加，当焖井时间大于 5d 时，累积产油减少，因此确定焖井时间为 5d。

④蒸汽干度

在工艺技术允许的条件下，应尽量提高锅炉蒸汽干度和井底蒸汽干度，井底蒸汽干度达到 70%时，可以取得较好的开发效果。

⑤注汽压力

油藏地层破裂压力 5.96MPa，结合探井的实际注汽压力情况，建议井口注汽压力控制在 5MPa 左右。

(2) 直井单井指标及产能

单井注汽阶段年注汽量平均 660t，蒸汽吞吐生产 15 年，单井累积注汽 9960t，累积产油 7310t，初期日产油 2.5t/d 左右，期末递减至 1.0t 左右。

8 口直井蒸汽吞吐评估生产 15 年，年注蒸汽平均 5300t，累积注汽 7.97×10^4 t，年产油平均 3900t，累积产油 5.85×10^4 t。

预测指标详见表 3.3-3。

表 3.3-3 直井蒸汽吞吐单井预测指标表

年度	年注汽 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	日注汽 (t)	日产油 (t)	日产液 (t)
1	0	0	0	0	0.00	0
2	0.059	0.089	0.18	1.61	2.435	4.94
3	0.053	0.071	0.16	1.46	1.948	4.44
4	0.052	0.061	0.15	1.41	1.667	4.19
5	0.051	0.055	0.15	1.40	1.499	4.17
6	0.051	0.050	0.15	1.40	1.360	4.11
7	0.052	0.046	0.16	1.44	1.272	4.25
8	0.056	0.044	0.16	1.53	1.213	4.43
9	0.059	0.043	0.17	1.63	1.169	4.58
10	0.064	0.041	0.17	1.76	1.135	4.75
11	0.070	0.041	0.18	1.93	1.111	4.98
12	0.076	0.040	0.19	2.09	1.087	5.13
13	0.081	0.039	0.20	2.23	1.064	5.35
14	0.087	0.038	0.20	2.37	1.041	5.51
15	0.089	0.037	0.21	2.45	1.019	5.73
16	0.095	0.036	0.22	2.59	0.997	5.90

3.3.2.3 整体开发部署方案

(1) 整体方案部署结果

根据对琼坎儿孜油砂矿综合地质研究结果及蒸汽吞吐开发筛选的基本条件，在开发区总体部署开发井 92 口，蒸汽吞吐水平井 84 口，利用直井蒸汽吞吐井 8 口，预计钻井总进尺 $5.88 \times 10^4 \text{m}$ ，动用地质储量 $3091 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 整体方案部署总指标

琼坎儿孜油砂矿评估生产期 15 年，前 3 年边建设边投产，第四年进入稳定生产期。84 口水平井累积注汽 $316.94 \times 10^4 \text{t}$ ，8 口直井蒸汽吞吐累积注汽 $7.97 \times 10^4 \text{t}$ 。总计生产井 92 口，蒸汽吞吐平均年注汽 $21.66 \times 10^4 \text{t}$ ，累积注汽 $324.91 \times 10^4 \text{t}$ ，蒸汽吞吐平均年产油 $15.02 \times 10^4 \text{t}$ ，累积产油砂油 $225.31 \times 10^4 \text{t}$ 。总指标详见表 3.3-4。

表 3.3-4 琼坎儿孜油砂矿蒸汽吞吐开发指标预测表

年度	井数	年注汽 (10^4t)	年产油 (10^4t)	年产液 (10^4t)	日注汽 (t)	日产油 (t)	日产液 (t)
1	0	0	0	0	0	0	0
2	38	7.53	11.38	23.09	206.27	311.67	632.72
3	68	13.24	17.63	40.17	362.68	483.09	1100.43
4	92	17.76	20.94	52.60	486.51	573.60	1441.21
5	92	17.59	18.82	52.42	481.82	515.55	1436.08
6	92	17.52	17.08	51.61	480.01	468.01	1413.93
7	92	18.05	15.97	53.42	494.46	437.60	1463.55
8	92	19.16	15.23	55.60	524.97	417.35	1523.17
9	92	20.47	14.67	57.54	560.69	402.02	1576.53
10	92	22.09	14.25	59.61	605.18	390.34	1633.24
11	92	24.25	13.94	62.53	664.42	382.04	1713.19
12	92	26.20	13.65	64.38	717.69	373.92	1763.76
13	92	28.00	13.36	67.12	767.22	365.97	1839.02
14	92	29.78	13.07	69.17	815.90	358.18	1895.14
15	92	30.76	12.80	71.89	842.70	350.56	1969.46
16	92	32.53	12.52	74.10	891.19	343.11	2030.23

3.3.3 钻井工程方案

3.3.3.1 井身结构

(1) 蒸汽吞吐水平井

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 60m，下入 $\Phi 339.7\text{mm} \times \text{J55} \times 9.65\text{mm}$ BCSG 表层套管，水泥浆返至地面。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至水平段靶窗 A 点，下入 $\Phi 244.5\text{mm} \times \text{BG80H} \times 10.03\text{mm}$ BG-PC 技术套管，水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，悬挂 $\Phi 177.8\text{mm} \times \text{BG80H} \times 8.05\text{mm}$ 。

水平井井身结构示意图见图 3.3-1。

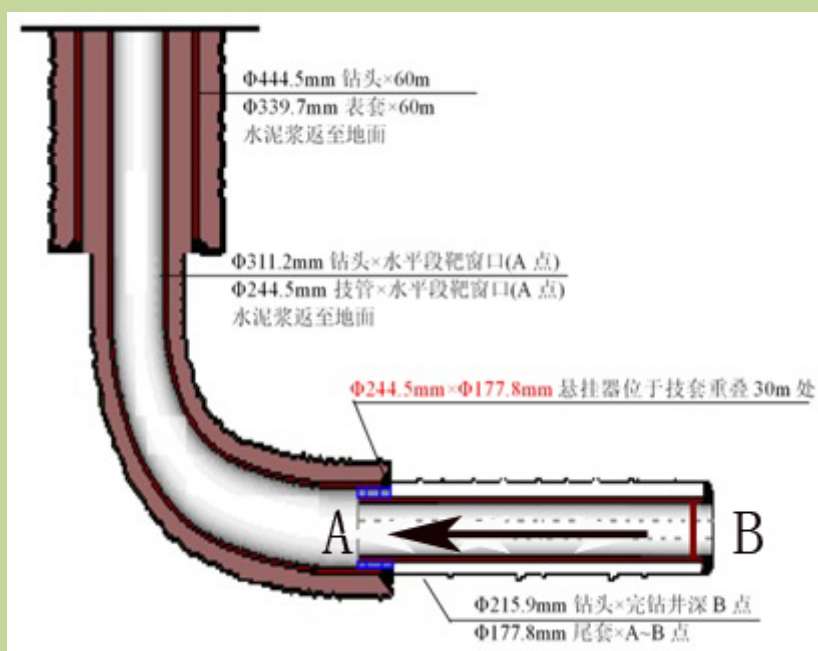


图 3.3-1 水平井井身结构示意图

(2) 蒸汽吞吐直井

一开： $\Phi 381.0\text{mm}$ 钻头钻至井深 60m，下入 $\Phi 273.1\text{mm} \times \text{J55} \times 8.89\text{mm}$ BCSG 表层套管，固井水泥返至地面。

二开： $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下入 $\Phi 177.8\text{mm} \times \text{BG80H} \times 9.19\text{mm}$ BG-PC 油层套管，固井水泥返至地面。

直井井身结构示意图见图 3.3-2。

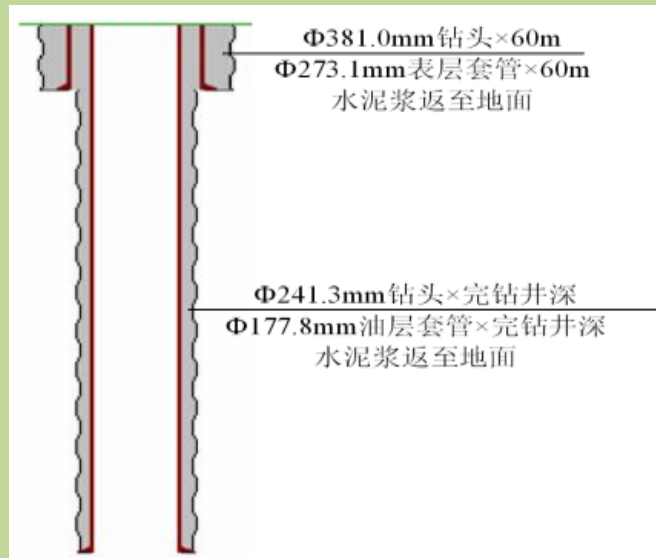


图 3.3-2 直井井身结构示意图

3.3.3.2 水平井施工作业程序

(1) 步骤 1 钻前准备

- ①井场大小 $80\text{m} \times 70\text{m}$ ，布置见图 5.7；
- ②地面标定井口坐标，及水平段的靶点坐标；
- ③泥浆池，泵组，罐组等布置在合适的位置；

(2) 水平井钻井作业

- ①钻机安装，开工准备；
- ② $\Phi 444.5\text{mm}$ 表层钻进，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 套管，固井候凝；
- ③二开 $\Phi 311.2\text{mm}$ 井眼“三段制”剖面造斜钻进；
- ④油层底界上 2m 左右安全着陆；
- ⑤通井，下 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管；
- ⑥固井候凝，三开准备；
- ⑦三开水平井段水平钻进；
- ⑧完钻，起钻，通井电测；
- ⑨下筛管完井作业。

3.3.3.3 钻井装备

根据直井、油砂矿井区试验钻井特点，推荐选用 ZJ20 型号的钻机，根据油砂矿后期开发需要，建议垂深小于 180m 水平井采用斜直井钻机，要求配备三级

以上固控系统，以便控制和维持钻井液性能。井控装备要求配备压力级别为 21MPa 的 FZ35-21 单闸板防喷器或者 FH28-14 快装防喷器及其配套的节流、压井管汇。

3.3.3.4 钻具组合

钻具组合见表 3.3-5、表 3.3-6。

表 3.3-5 水平井钻具组合设计

开钻次序	井眼尺寸 (mm)	钻进井段 (m)	钻具组合
一开	444.5	0~60	Φ444.5mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 2 根+Φ158.8mm 钻铤 2 根+Φ127mm 钻杆
二开	311.2	直井段	Φ311.2mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 6 根+Φ127mm 钻杆
		造斜段	Φ311.2mm 钻头+Φ197mm 弯螺杆钻具+MWD 定向短节+Φ127mm 无磁钻杆 1 根+Φ127mm 加重钻杆 26 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ127mm 加重钻杆 4 根+Φ127mm 钻杆
三开	215.9	水平段	Φ215.9mm 钻头+Φ165mm 弯螺杆钻具+MWD 定向短节+Φ127mm 无磁钻杆 1 根+Φ127mm 斜坡钻杆 28 根+Φ127mm 加重钻杆 24 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ127mm 加重钻杆 4 根+Φ127mm 钻杆
			Φ215.9mm 钻头+Φ158.8mm 短钻铤+Φ214mm 稳定器+MWD 定向短节+Φ127mm 无磁钻杆 1 根+Φ127mm 斜坡钻杆 28 根+Φ127mm 加重钻杆 24 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ127mm 加重钻杆 5 根+Φ127mm 钻杆

表 3.3-6 直井钻具组合设计

开钻次序	井眼尺寸 (mm)	钻进井段 (m)	钻具组合
一开	381.0	0~60	Φ381.0mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 2 根+Φ158.8mm 钻铤 2 根+Φ127mm 钻杆
二开	241.3	完钻井深	Φ241.3mm 钻头+Φ177.8mm 钻铤 6 根+Φ158.8mm 钻铤 8 根+Φ127mm 钻杆

3.3.3.5 维护要点及工程配套技术措施

(1) 水平井

①进入造斜点后，调整好钻井液动、静切力，保持钻井液具有足够的悬浮能

力，减少岩屑床形成。同时，控制钻井液滤失量在设计范围以内，滤饼应始终保持薄韧、光滑的特性，减少钻屑在滤饼的粘附。

②井斜 0°~40°井段：性能控制与直井段基本相同，钻井液维护措施上以改善泥饼质量，强化钻井液封堵能力，增强钻井液防塌性能和润滑性能为主。井斜 40°以后井段：要特别注意钻井完井液流变性能的控制，保持合理的 $\Phi 3$ 、 $\Phi 6$ 读数，增强钻井完井液的携岩能力。

③进入斜井段后，应强化钻井液对井壁稳定的作用。

④钻井液性能控制应始终将防塌及改善泥饼质量放在首位，强化钻井完井液的泥饼防透性，保持薄而韧的滤饼质量，并通过润滑剂的作用强化润滑性，减小阻卡，保证井下安全。

(2) 直井

①将一开钻井液用清水和胶液冲稀至坂含 40g/l 左右，钻掉水泥塞，放掉钻水泥塞的污染浆，再按设计配方要求转化，调整性能至设计要求范围后方可二开。

②在保证井壁稳定的前提下尽可能使用设计密度的低限，预防井漏的发生。

③以 MAN104 加强包被，抑制粘土水化分散；以 MAN101、NPAN 改善泥饼质量，降低滤失量；做好防塌、防卡工作。

④进入目的层前 50m，在钻井液中加入 1%QCX⁻¹ 和 2%WC⁻¹，增强泥饼的防透性。

⑤保证固控设备运转良好，钻进中要求振动筛开动率 100%，以“净化”保“优化”。

3.3.3.6 固井完井方案

(1) 固井工艺

一开套管下深 60m，直井采用常规固井工艺，水平井采用内管注水泥工艺固井；二开直井采用 G 级加砂水泥预应力固井，水平井采用 G 级加砂水泥双胶塞有控固井工艺固井；水平井三开悬挂筛管完井。

(2) 注水泥设计

①表层套管

水泥浆配方：G 级+4.0%DS-B₁+44%H₂O

水泥浆性能：密度 1.89g/cm^3

稠化时间： 90~120min

②油层套管及水平井技术套管

水泥浆配方：G 级 + 30%SiO₂ + 4%SW⁻¹A + 2%SEP + {4%LT⁻¹A + 3%DS-B₁ + 0.8%SXY-2} (湿混) + 0.3%DL-500 + 50%H₂O

水泥浆性能：

密度： 1.92g/cm^3 失水 < 50ml 24h 强度 > 13MPa 稠化时间 120min

3.3.3.7 钻井工期计划

钻井工期以近年完钻的开发井钻井技术指标为测算依据，具体工期计划见表 3.3-7。

表 3.3-7 水平井钻井工期计划表

开钻 次序	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	施工项目		累计时间 (d)
			内容	时间 (d)	
一开	444.5	0~60	钻进、辅助	0.5	0.5
			固井、装井口等	1.5	2
二开	311.2	~A 点	钻进、辅助	2.5	4.5
			电测、固井等	3	7.5
三开	215.9	~B 点	钻进、辅助	3.5	11
			下尾管 (筛管)、 下油管、装采油树	4	15

3.3.4 采油工程方案

3.3.4.1 水平井采油工程方案

(1) 完井工程

①完井套管

油层以上 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管加砂水泥固井，水平井段裸眼悬挂 $\Phi 177.8\text{mm}$ 割缝筛管完井，筛管引鞋至井底距离 8m~15m。要求钻井设计中筛管引鞋至井底留有足够的热膨胀空间。

②筛管缝宽

筛管缝宽应小于 0.18~0.3mm。

③井口

水平井不进行井下温、压监测，水平井推荐采用 SKR14-337-78×52 型双管热采井口（井口耐温 337℃，耐压 14MPa）

（2）管柱结构

为满足注汽量及隔热性能要求，采用 $\Phi 114\text{mm} \times 76\text{mm}$ N80D 级隔热油管，该隔热级别等级高，能够满足隔热要求。

主管管柱结构自下而上依次为： $\Phi 88.9\text{mm}$ 引鞋— $\Phi 88.9\text{mm}$ 沉砂管— $\Phi 88.9\text{mm}$ 打孔管—抽油泵泵筒— $\Phi 88.9\text{mm}$ 平式油管，泵筒位于井斜 60° 处， $\Phi 88.9\text{mm}$ 引鞋下入深度距密封悬挂器 3m~5m。

副管采用 $\Phi 60.3\text{mm} \times 6.45\text{mm}$ N80 内接箍油管+均匀布汽短节，副管末端带 60.3mm 冲砂头，首次吞吐时副管管柱一直下至离井底 4m~6m，用作注汽、防砂、井下测试等。

（3）举升工艺

①抽油泵

选用 $\Phi 70\text{mm}$ 注抽两用泵，该泵可实现注采两用，能在井斜角不大于 60° 时正常工作。

②抽油机

考虑到方便管理及设备可调配性，采用 8 型立式抽油机。

③抽油杆

$\Phi 25\text{mmD}$ 级嵌入式抽油杆和 $\Phi 48\text{mm} \times 6\text{mD}$ 级加重杆，加重杆通常配 12 根，配有防脱器、滑动式扶正器、拉杆， $\Phi 25\text{mmD}$ 级光杆。

3.3.4.2 直井采油工程方案

（1）完井工程

注加砂水泥预应力固井、射孔完井；油层射孔底界以下 5m~10m 处为节点（套管大小头），节点之上为 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管，至射孔顶界以上 50m 为高强度套管，满足火驱工艺需要。节点之下为 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管，人工井底于节点以下 70m，泵深低于油层底界，可实现无阻渗流。根据油田开发实践，直井主体采用套管注加砂水泥预应力固井、射孔完井方式，水泥返至地面，要求固井质量优良。目前琼坎儿孜油砂矿已钻探井 8 口，计划转开发井使用。前期钻井过程中考虑到后期

开发使用，均采用 244.5mm 套管完井，固井质量满足蒸汽吞吐要求。

(2) 管柱结构

已钻 8 口直井实际完井管柱，在实际生产中采用的 $\Phi 88.9\text{mmN80}$ 平式油管，油层套管采用 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管，采用耐压 14MPa 的热采井口，套管头为 TF339.7mm*244.5*21Mpa 满足耐压要求。

(3) 举升工艺

①抽油泵

采用具有注抽两用功能的 $\Phi 56/38\text{mm}$ 的反馈泵。

②抽油机

井深 $\leq 450\text{m}$ ：采用 CYJ4-1.8-13HPF，电机功率 7/9/12kW。

③抽油杆

采用 $\Phi 19\text{mm}$ 的 D 级抽油杆，光杆选用 $\Phi 25\text{mm}$ 光杆，配备 $\Phi 38\text{mm}$ 的加重杆 8~10 根（64m~80m）。

(4) 配套工艺

①防蜡工艺

在地面温度较低时，根据原油物性高蜡特点，采取套管环空拌热工艺，可防蜡析出，保证正常生产。

②防砂工艺

对于生产井，采用防排结合来保证油井的正常生产。油井一旦出砂，利用常规转轮或检泵时的冲砂作业，个别严重出砂井可采取套管内悬挂筛管或者泵挂筛管进行防砂。

③挤液破堵工艺

对于埋藏深、注汽压力高的井可以采取挤液破堵工艺。

3.3.5 地面工程方案

3.3.5.1 集输方案

(1) 集输工艺

吞吐开发集油区集输采用两级布站密闭集输流程，即：采油井场→计量配汽站→原油综合处理站。单井来液经多通阀选井后进称重式油井计量装置进行计

量，计量后的原油与不经计量装置的原油经集油支线输至原油接转站，再由转油泵通过集油干、支线输至油砂油联合站进行脱水处理。

(2) 采油井口

采用热采井场（带伴热）工艺设计，井场大小为 20×20m。水平井井口安装均采用标准化设计，井口设有主管及副管，主管用于注汽及井底测试，副管用于采油。井口采用保温盒保温。

放套气采用油套联通、定压放气工艺，当油井套压大于单井回压，通过定压放气阀自动放套气回收。

(3) 计量配汽站

每座 14 井式多通阀集油配汽计量站由 1 座 14 井式多通阀橇、配汽管汇和 1 台称重式油井计量装置组成，管辖 14 口油井。单井产油量采用间隙式连续自动计量。各单井来液进计量配汽站后，不需计量的单井来液进多通阀集油汇管输送至接转站；需计量的单井来液经多通阀选井进入计量装置内进行称重计量，计量后的单井来液汇入多通阀集油汇管。

集油计量配汽站配汽工艺采用“T”型分配方式，并通过单井单管道注入吞吐井。单井伴热蒸汽采用在计量配汽站减压后的蒸汽，经伴热汇管进行配汽，通过与单井注采合一管道并管敷设的伴热管道至井口。集油计量配汽站单井来液自动选井计量可在综合处理站对电动多通阀进行远程有线选井控制来实现，同时有现场手动操作功能。

(4) 综合处理站

综合处理站采用密闭集输工艺，单站转输量 2000~3000m³/d。综合处理站内包括原油脱水、原油稳定、油库、污水处理系统。综合处理站设气液分离器 2 台，干燥装置一套，管壳式换热器 1 台。400 m³ 油罐 2 座，脱水器 2 台，油外输泵房 1 座。新建 2000m³ 污水处理系统用于污水回收处理净化。在综合处理站设工控机 1 套，可实现远程控制选井计量，分离器分水器油水罐低液位报警停泵等功能，相关监测及报警信号可远传到接转站值班室内。

工艺流程：站区来液进三项分离器，蒸汽通过油气分离装置，控制分离器压力为 0.11~0.12MPa，分离后的冷凝液由提升泵提升至转油泵进口；汽液分离器出液进脱水器，脱水器出油进储油罐。分离污水进采出液处理系统处理，达标后

利用。原油脱水流程图示意图见图 3.3-3。

在原油脱水过程中，分离出的污水进入采出液处理系统、软化水处理系统进一步处理，达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中主要指标后回用于电蒸汽锅炉制备蒸汽。污水处理工艺流程见图 3.2-1。

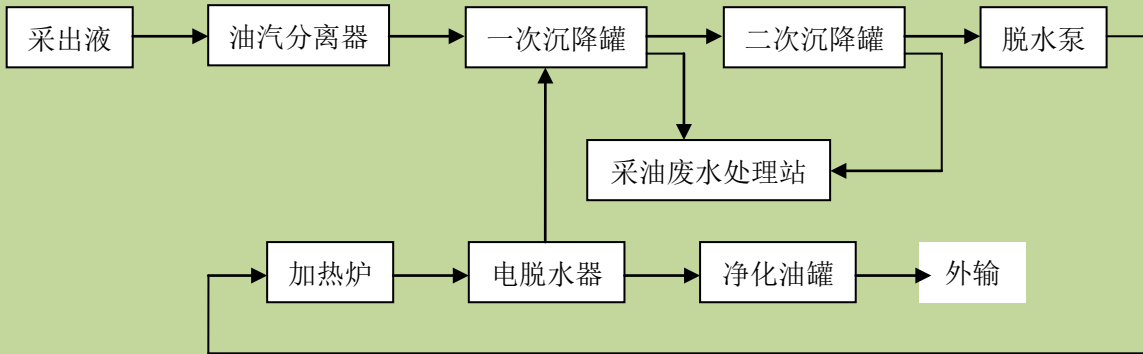


图 3.3-3 原油脱水处理工艺流程示意图

(5) 集油、单井注采管道

根据油砂矿开发方案，井口最大注汽压力分别要求控制在 6.0MPa 以内，由该压力计算可得，地面注汽管网设计压力等级为 12MPa。

直井单井注采合一管道采用 D76×7/20G 无缝钢管，水平井单井注采合一管道采用 D89×8/20G 无缝钢管，集油管道具体规格详见表 3.3-8。

表 3.3-8 单井注采合一管线及集油管线规格表

序号	项目名称	管线压力 (MPa)	管线规格 (mm)	管线材质	敷设方式
1	直井单井管线	16	D76×7 无缝钢管	20G 钢	埋地保温
2	单井伴热管道	3.2	D32×3 无缝钢管	20 号钢	与单井管道并管理地敷设

(6) 集油干线

新建 1 条集输干线，规格为 D325×8/20 无缝钢管。

(7) 主要工程量

蒸汽吞吐需要完成的主要工作量包括井场、计量管汇站、单井管道、注汽干线等工程，总工程量汇总见表 3.3-9。

表 3.3-9 蒸汽吞吐开发方式主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	井场	座	92	
2	14 井式计量配汽站	座	7	撬装
3	D89×8 单井管线	km	42	
4	综合处理站	座	1	
5	单井管道 D76×7/20G 无缝钢管	km	55.2	
6	集油干线 D325×8/20G 无缝钢管	km	9.8	
7	集油支干线 D114×6/20G 无缝钢管	km	2	

3.3.5.2 油田注汽

(1) 注汽方案

根据琼坎儿孜油砂矿开发部署 84 口水平井和 8 口直井吞吐开发，最大日注汽量 891t/d，折算小时注汽量 37.1t/h。本次方案设计注汽锅炉采用 2 台 23t/h 燃气注汽炉，注汽管线选用主干线 D114×19/20 无缝钢管，支干线 D114×11/20 无缝钢管向计量配汽站输送蒸汽，然后经单井管线注入单井。注汽管线和集输管线同路布局，施工设计保证安全距离即可，便于管线巡线以及维修。

(2) 主要工程量

注汽系统与集输系统同场建设，主要工程包含燃气制汽锅炉及输汽管线，具体工程量见表 3.3-10。

表 3.3-10 主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	注汽锅炉	台	2	能力 23t/h
2	注汽干线 D219×19/20G 无缝钢管	km	9.8	含保温、支墩
3	注汽支干线 D114×11/20G 无缝钢管	km	2	含保温、支墩

3.3.6 工艺流程及产污环节分析

3.3.6.1 施工期

(1) 钻井

钻井工艺包括：钻前准备、钻井、钻井辅助作业、固井、钻井完成。其中钻井辅助作业包括测井、录井。

① 前准备工作

a、钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

b、在钻机安装的过程中，注意保护原井口设备。

c、要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备。

d、设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

e、钻具在入井前必须用 $\phi 48\text{mm}$ 通径规通径，以保证陀螺仪器下入。

f、对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。

g、钻前道路以能通重型车为标准修建，打基础一般为预制件。

②钻井

钻井主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻头上面连接钻柱，钻柱把地面动力传给钻头；洗井主要是利用钻井液将钻进过程中产生的岩屑洗出至地面；接单根是指随着井不断加深钻杆也要随之加长，每次接入一根钻杆称之为接单根。起下钻主要为了更换磨损的钻头；固井主要是为了保护井眼和各地层之间不至有事故情况出现，将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注钻井液，封闭住地层。固井可有效保护地下水含水层不受破坏。

a、该区块油藏埋藏浅、压力低，为防止钻井过程中的油层伤害，要求钻开油层时采用平衡钻井技术。

b、井距较小，为了保证井网的均匀性，要求严格控制定向井井身轨迹，靶区半径小于 5m。

c、为了保证注汽质量，吞吐井均要采用低温早强耐高温水泥体系固井，水泥返至地面，在固井过程中必须防止油层污染。

d、采用低温早强固井技术，扶正居中、紊流替净等成熟固井技术。

e、为防止破坏下部水层，要求定深完钻。

③井下作业

在钻进工程完成后，生产井投产之前需进行射孔完井。

a、射孔前洗井及压井液要与油层配伍，保证不伤害油层。

b、油井单层厚度小于 1.5m 和隔层厚度小于 0.5m 不避射，单层厚度大于等于 1.5m 时油层顶底各避射 0.2m。

c、油层段上下各避射一层，防地层水窜。

④钻井泥浆随钻处理工艺

本项目钻井井场泥浆处理采用随钻处理工艺。随钻处理工艺流程包括：

a、岩屑分离系统：钻井泥浆（含岩屑）通过高架管汇流入泥浆振动筛处理掉大的固体颗粒后，砂泵把处理过的泥浆抽入除砂器、除泥器进行除砂除泥，把泥浆里的岩屑、沙和泥处理掉，处理后的泥浆流入泥浆罐中循环利用。当钻井工程全部完成后，所有废弃泥浆均排入泥浆池，进行脱稳处理。经振动筛、除砂器、除泥器、离心机处理产生的岩屑由螺旋输送机送入岩屑收集装置，收集的岩屑可用于铺垫井场和井间道路。

b、随钻处理系统：废弃钻井泥浆是一种比较稳定的体系，主要成份为膨润土、有机物和无机盐类等组成的胶体物质，自然沉降系数低，在不加药的情况下很难沉降分离，若要破坏这个稳定的体系，向泥浆内加入化学药剂（主要成分为硫酸铝、聚合氯化铝等）破坏其胶体的稳定状态，实现破胶脱稳絮凝。

经脱稳处理后的泥浆在自然状态下会经过一段时间的沉降，再通过固液分离装置（压滤压榨）使其迅速进行分离，分离后的污水部分在井场循环使用，剩余部分通过罐车拉运至综合处理站污水处理系统，分离出的泥饼就地掩埋，并对井场进行整理、平整、压实。钻井期工艺流程及产污环节见图 3.3-4。

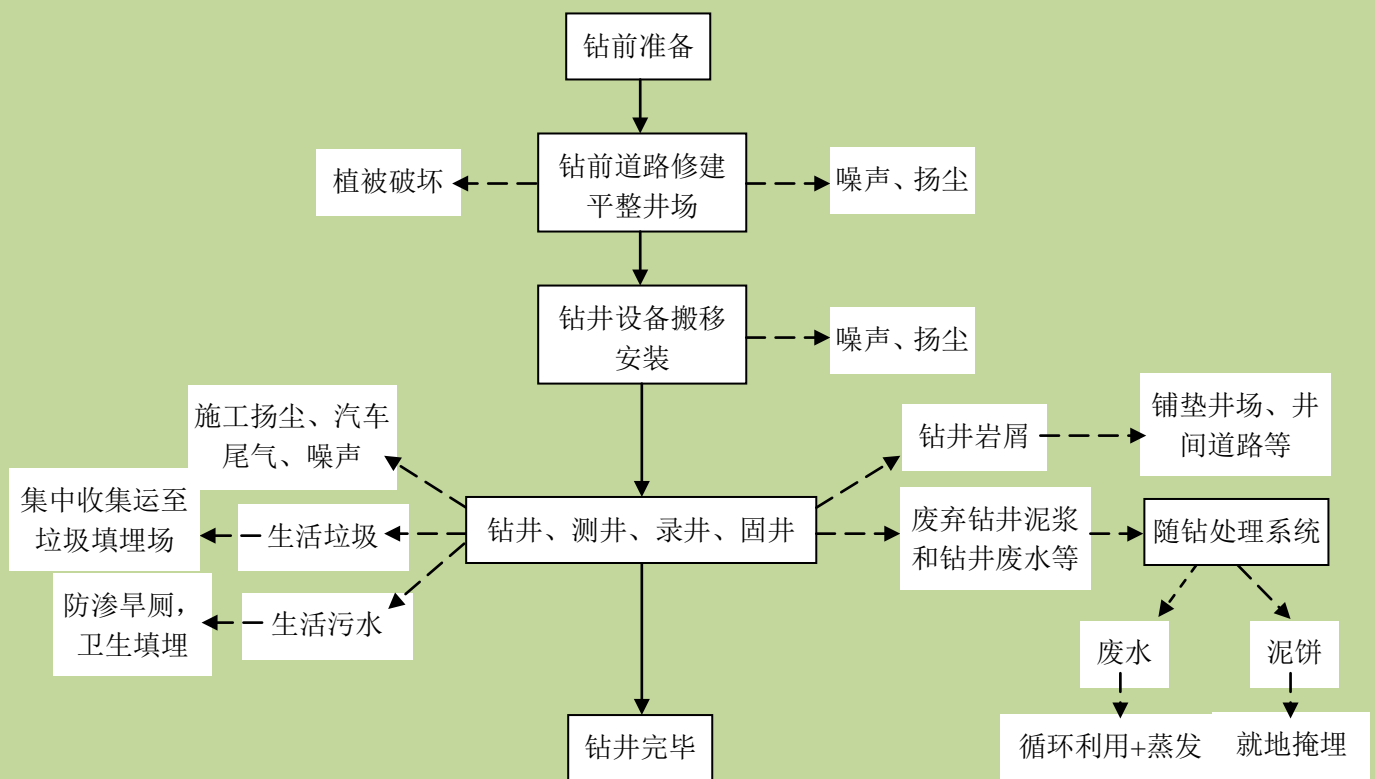


图 3.3-4 钻井期工艺流程及产污环节图

管线施工过程及产污环节见图 3.3-6。

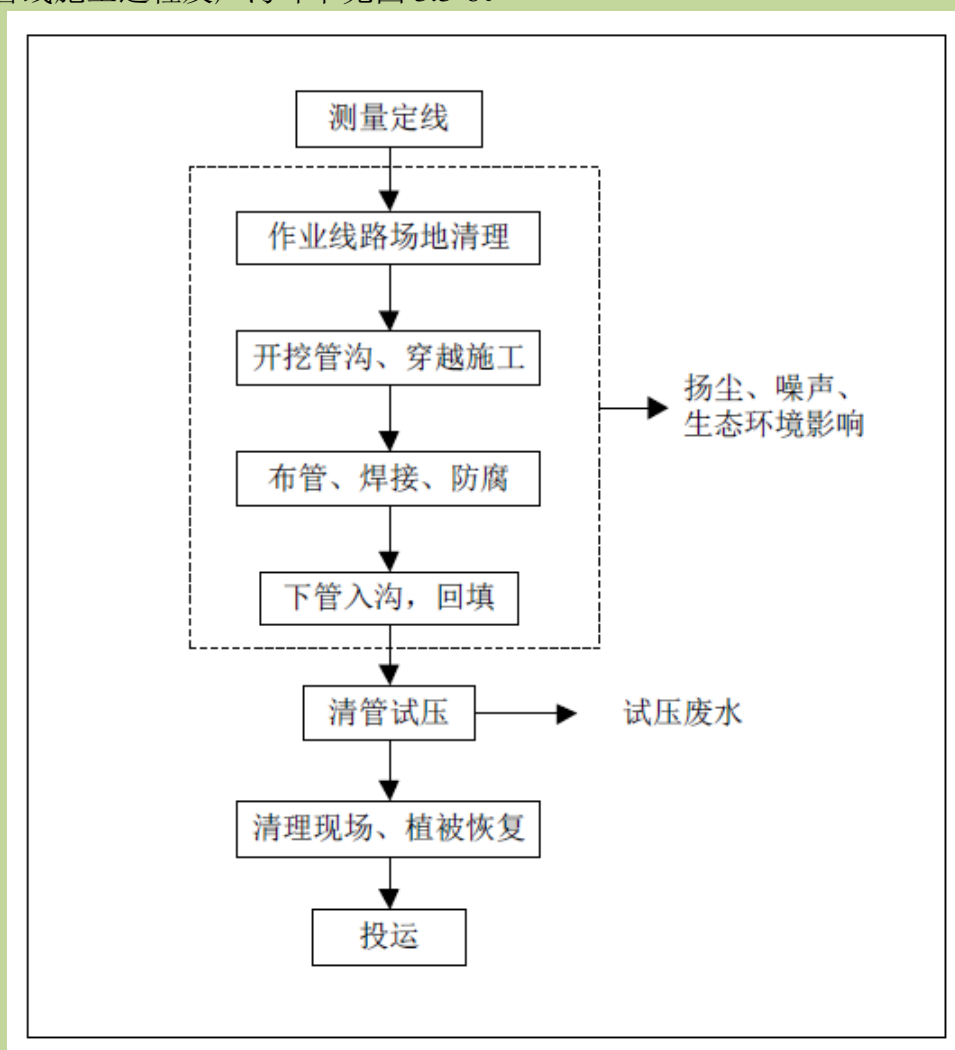


图 3.3-6 管线施工过程及产污环节图

a、施工作业带清理

管道施工初期，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、植被和农作物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。本项目管线作业带 6m 宽计，边坡坡度按 1:1 计。

b、管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

c、清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不

应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后进行使用。

d、管沟回填

开挖管沟时将表层土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可植被覆盖地回填时，需先回填下层土，后回填表层土。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

本项目道路工程包括进站路和通井路，均为砂石路面。道路施工过程及产污节点见图 3.3-7。

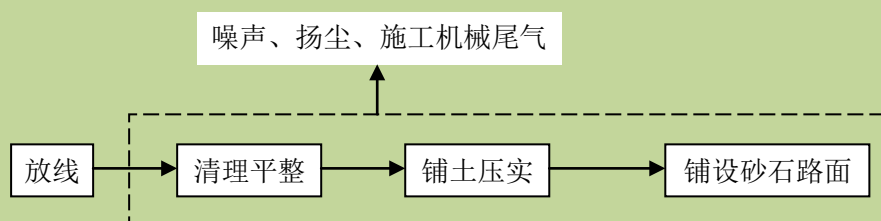


图 3.3-7 道路施工过程及产污节点图

3.3.6.2 运营期

(1) 原油开采

本项目采用单井蒸汽吞吐的方式开采，每口井既是注汽井又是生产井，生产过程包括三个阶段：注汽阶段、关井（焖井）阶段、采油阶段。

a、注汽阶段

注汽阶段是油层吞入蒸汽的过程。根据设计要求的施工参数（注入压力、注汽速度、蒸汽干度、周期注汽量），把高温高压饱和蒸汽注入油层。注入蒸汽优先进入高渗透带，而且由于蒸汽与油藏流体的密度差，蒸汽占据油层的上部。油层内的温度分布不均匀，靠近井眼处的地层及油层的上部温度相对较高，随着注汽过程的进行，被蒸汽加热的区域越来越大。当注入蒸汽量达到设计的周期蒸汽注入量时，油层平均温度到达最高。

b、关井阶段

注完所设计的蒸汽量后，停止注汽，关井（焖井）一般为 3~5d。在焖井阶段，由于蒸汽的热损失导致蒸汽扩散区域的蒸汽冷凝，变成热水带，该热水带温

度较高仍然可以加热地层和原油。

c、回采阶段

生产井注完蒸汽关井达到设计的闷井时间后，开井生产进入回采阶段。在回采阶段，由于油层压力较高，一般油井能够自喷生产，当油井不能自喷时，立即下泵生产。

随着回采时间延长，由于注入地层的的热量损失及产出液带出大量的热量，被加热的底层逐渐降温，流向井筒的原油粘度逐渐升高，原油产量逐渐下降。当产量下降至某一极限产量时，结束该周期的生产，重新进行下一周期吞吐。蒸汽吞吐生产工艺过程见图 3.3-8。

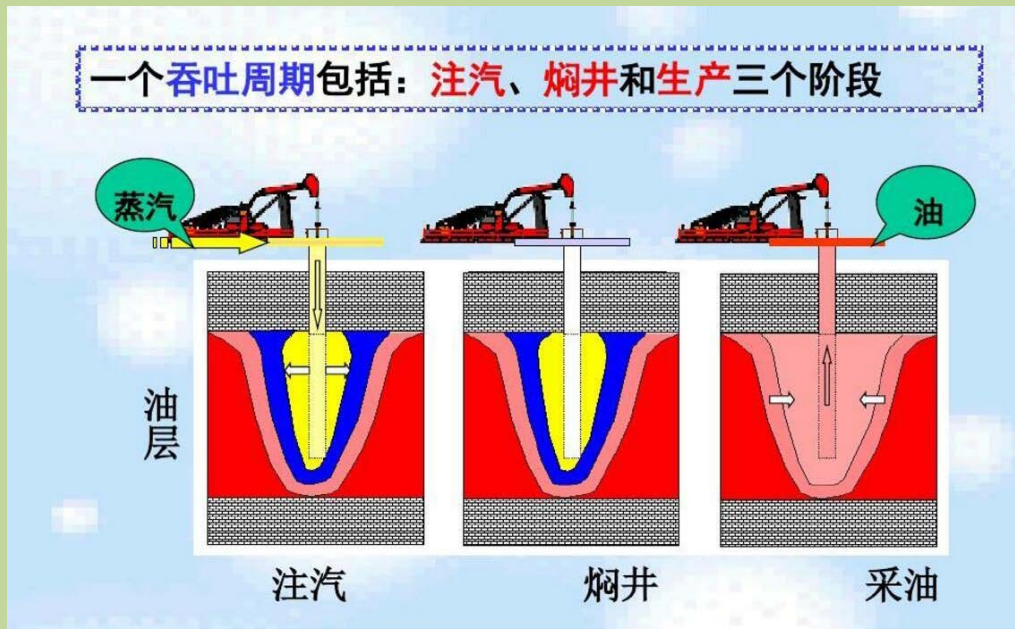


图 3.3-8 蒸汽吞吐生产工艺过程

(2) 原油集输

原油集输就是把油井生产的油气收集、输送和处理成合格原油的过程。这一过程从油井井口开始，将油井生产出来的原油在综合处理站进行脱水处理，使之成为合格的原油后再外售。

(3) 洗井、修井

采油井在投产一段时间后，由于腐蚀结垢、机具损坏等原因往往要进行洗井、修井。修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。本项目洗井和修井废水均采用罐车运至综合处理站污水处理系统处理。

本项目运营期开采过程及产污环节见图 3.3-9。

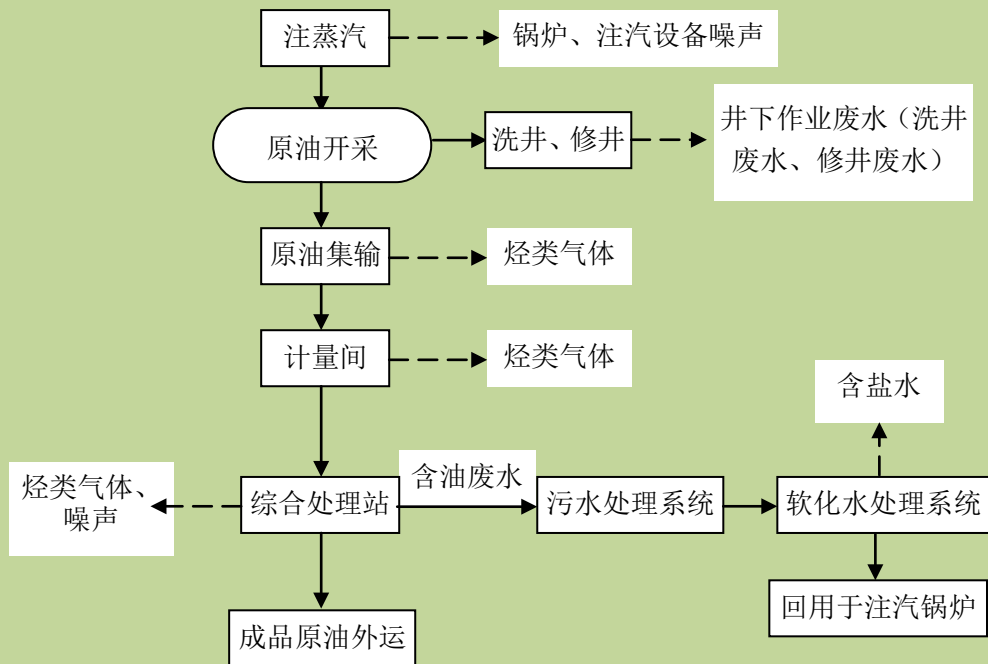


图 3.3-9 油砂矿运营期开采过程及产污环节

3.3.6.3 闭井期

闭井期包含封井、地面设施拆除和占地恢复等工序。

闭井后，一般地下设施保留不动，但需对生产井进行封井（用水泥把整个油井进行封堵）；地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等拆除，井间支路废弃等。对废弃的井场、道路采取生态恢复措施，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.3.7 污染物排放分析及源强核算

3.3.7.1 施工期

(1) 废气

本项目施工期产生的大气污染物主要有井场扬尘、钻井时柴油机排放的烟气以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、SO₂、TSP、CO 等。

① 扬尘

在钻前准备过程中，预选井位首先要进行施工场地平整，堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料；管线施工需进行管沟开挖。如在大风天施工，会产生扬尘。考虑到扬尘与风速、湿度和土壤颗粒大小等有关，不易确定，故不对其定量分析。

② 柴油机烟气

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。每口井钻井周期为 15d，共耗柴油 30t。建设期新建钻井 84 口，整个钻井期共耗柴油 2520t。根据《建设项目环境保护实用手册》提供的数据，每千升油类所产生的空气污染物系数见表 3.3-11。柴油机排放的废气中各种污染物的排放情况见表 3.3-12。

表 3.3-11 柴油机烟气中污染物排放一览表

污染物	CO	HC	NO _x
排污系数 (kg/kl 柴油)	0.63	0.12	2.8
排放量 (t)	1.89	0.36	8.41

注：柴油密度以 1.192kl/t 计

表 3.3-12 单台柴油机燃柴油污染物排放速率表

污染物	CO	HC	NO _x	HC+ NO _x
排放速率 (g/kw·h)	0.15	0.03	0.67	0.70
排放限值	3.5	—	—	4.0
占排放限值百分比 (%)	4.3	—	—	17.5

③ 车辆尾气

油田开发各类工程及运输车辆较排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，每辆车日耗油量为 11.52kg/d(14.4L/d)，根据每千升油类所产生的空气污染物系数分别为非甲烷总烃：0.12kg、NO_x：2.8kg、SO₂：0.085kg、TSP：0.25kg、CO：0.63kg，计算出平均每辆车日排放烃类物质 0.0017kg/d，SO₂ 为 0.0012kg/d，NO_x 为 0.04kg/d，TSP 为 0.0036kg/d、CO 为 0.0091kg/d。由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量评价。

本项目施工期大气污染物排放情况详见表 3.3-13。

表 3.3-13 施工期大气污染物排放情况表

污染源	污染物排放量 (t/施工期)		
	CO	HC	NO _x
柴油机烟气	1.89	0.36	8.41

(2) 废水

本项目施工期排放的废水主要为钻井废水、试压废水和施工人员的生活污水。

①钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水及废弃泥浆含水的统称，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有石油类、COD 等。本项目采用随钻处理技术，施工期产生的钻井废水与废弃泥浆一起进入随钻处理系统，处理后的分离废水部分在井场循环使用，剩余部分通过罐车拉运至综合处理站污水处理系统。

完钻生产井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量完井废水。井场产生的少量完井废水与废弃泥浆一起排入随钻处理系统。

根据全国污染源普查系数 $\leq 2.5\text{km}$ 进尺普通油井钻井作业产排污系数，计算得出本项目单井钻井废水产生量为 28.2m^3 。本项目新钻井数为 84 口，钻井废水总产生量为 2368.8m^3 。钻井废水经分离后部分回用于井场，用于泥浆配制，回用量约占总量的 3%，剩余分离废水量约 2297.7m^3 ，使用装罐车运送到综合处理站的污水处理系统进行处理，出水水质达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中主要指标后回用于电蒸汽锅炉供水。

②试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。本项目集油支干线总长度 2km，采用分段试压，分段试压用水最大量约为 26m^3 。本项目开采为滚动开发，内部集油和供水支线为分段建设，分段试压，由于每段支线长度较短，因此单次试压用水量较小。管线试压废水排入罐车内，拉运至综合处理站污水处理系统，处理后回用。

③生活污水

本项目井场分 3 年建设，施工期较长，总施工时间约 600 天。一般每个钻井队 30 人（现场 15 人），按每人每天排放废水 $0.05\text{m}^3/\text{d}$ 计，则整个施工期的生活污水产生量为 900m^3 ，废水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、氨氮、SS 等，浓度分别为 COD: 350mg/L ， BOD_5 : 170mg/L 、氨氮: 25mg/L 、SS: 200mg/L ，拟排入移动防渗旱厕，钻井结束后均及时填埋，不会对环境造成污染。

本项目施工期废水排放情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 施工期废水排放情况表

污染源	废水产生量 (m ³)	废水排放量 (m ³)	污染物浓度 (mg/L)		污染物产生量 (t)	去向
钻井废水	2297.7	0	SS	6	0.014	经罐车收集后运至综合处理站污水处理系统处理
			石油类	0.33	0.001	
试压废水	26	0	COD	300	0.008	经罐车收集后运至综合处理站污水处理系统处理
			SS	200	0.005	
生活污水	900	0	COD	300	0.27	排放至移动旱厕，定期清掏
			BOD	170	0.15	
			氨氮	25	0.023	
			SS	250	0.23	
合计	3223.7	0				

(3) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要有废弃钻井泥浆、废岩屑、施工弃土、生活垃圾等。

①废弃钻井泥浆与岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50% 的岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来。其量与井身结构以及回收率等有关。

根据对周边石油开发区块情况的调查，泥浆循环利用率在 60% 以上。

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m，取 0.38m；

h——井深，m，取平均 250m。

钻井岩屑的产生量可按下式进行计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h$$

式中：W——废弃钻井岩屑排放量，m³；

D——井的直径，m，取 0.38m；

h ——井深，m，取 420m。

利用上述公式计算出本项目钻井废弃泥浆和岩屑产生量见表 3.3-15。

表 3.3-15 钻井期间钻井废弃泥浆和岩屑产生量

污染物	单井产生量		总产生量	
	体积 m ³	质量 t	体积 m ³	质量 t
废弃钻井泥浆	103.17	129.0	8666.3	10832.9
钻井岩屑	28.34	35.4	2380.6	2975.8
合计	131.51	164.4	11046.9	13808.7
备注：固化废弃泥浆密度约为 1.25t/m ³				

本项目开发建设工程在钻井过程中采用的钻井液中不含铬等有毒有害物质。完井后，废岩屑岩屑经收集后用于铺垫井场和井间道路，废弃泥浆进入各井场泥浆池中晾晒，待固化后就地掩埋，并对井场进行整理、平整、压实。

②施工弃土

管线施工弃土主要来自于两部分，一是埋地敷设管线本身置换的土方；二是开挖造成土壤松散，回填后剩余的土方。可按照下式计算：

$$V = 0.25\pi D^2 L + W(\delta - 1)$$

式中：D—管线直径，m；

V—弃土量，m³；

L—管线长度，m；

W—设计开挖量，m³；

δ —岩土松散系数（取 1.2）。

经计算，本项目共产生弃土量为 $5.8 \times 10^4 \text{m}^3$ 。弃土在管线施工结束后，用于井场、道路和站场施工场地，实施压实平整水土保持措施。本工程不产生集中弃土。

③生活垃圾

钻井期间按每人每天产生 0.5kg 生活垃圾进行估算，钻井阶段整个油田开发工程共产生生活垃圾 9t，就近运往附近的生活垃圾填埋场填埋处置。

本项目施工期固体废物排放情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 施工期固体废物排放情况

污染物	产生量 (t/a)	处置量 (t/a)	排放量 (t/a)	备注
废弃钻井泥浆	10832.9	10832.9	0	就地掩埋
钻井岩屑	2975.8	2975.8	0	综合利用
生活垃圾	9	9	0	就近运往附近的生活垃圾填埋场填埋处置
合计	13808.7	13808.7	0	

(4) 噪声

施工期噪声主要为钻井井场噪声和地面工程施工噪声。钻井井场噪声主要由柴油发电机组、钻机、泥浆泵、振动筛等产生，声源强度在 87~105dB(A)；地面工程施工噪声主要由挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、压路机等产生，声源强度在 80~95dB(A)。

本项目施工期噪声污染源详见表 3.3-17。

表 3.3-17 施工机械设备噪声

机械设备名称	声源特点	噪声级 dB (A)	位置
柴油机发电机组	连续稳态声源	102	钻井井场
钻机	连续稳态声源	92	
泥浆泵	连续稳态声源	87	
振动筛	连续稳态声源	90	
液压挖掘机	流动不稳态源	90	地面工程施工场地
推土机	流动不稳态源	88	
轮式装载机	流动不稳态源	95	
重型运输车	流动不稳态源	90	
压路机	流动不稳态源	90	
电焊机	连续稳态声源	87	
吊管机	流动不稳态源	80	
冲击式钻机	连续稳态声源	85	

3.3.7.2 运营期

(1) 废气

本项目蒸汽锅炉采用电锅炉，项目运营期不产生有组织排放的大气污染物。运营期的大气污染物排放主要为无组织面源排放，排放的污染物为各井场挥发烃类、综合处理站油罐大小呼吸无组织排放烃类气体和运输车辆尾气等。

①集输过程中挥发的非甲烷总烃

油气集输过程因挥发泄漏损失，有非甲烷总烃无组织逸散排放，主要来自采油井场、计量间、综合处理站等。本项目为油砂矿开采，属于超稠油开发，轻组分较少，烃类气体的挥发率较小，类比同类油田（新疆吐哈油田七克台组，50℃时原油粘度 1265~12000mPa·s，原油为普通稠油到超稠油，具有高密度、高非烃含量、中等含胶量的特点），油田运行采油井场非甲烷总烃挥发损耗约占原油量的 0.1‰左右，计量间、联合站非甲烷总烃挥发损耗约占原油量的 0.05‰左右。本项目分三年建设，滚动开发，根据项目区最大原油产量 21×10^4 t/a 计算，非甲烷总烃无组织排放量分别 31.5t/a。

集输过程中非甲烷总烃无组织排放情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 非甲烷总烃无组织排放情况

项目	原油产能 ($\times 10^4$ t/a)	总产能 ($\times 10^4$ t/a)	排放系数 (%)	非甲烷总烃 (t/a)	排放去向
废弃钻井 泥浆	21	524	0.1	21	大气
钻井岩屑	21	524	0.05	10.5	大气
合计				31.5	

②综合处理站罐区挥发的非甲烷总烃

综合处理站内新建 250m^3 一次沉降罐 1 座、 250m^3 二次沉降罐 1 座、 400m^3 油罐 2 座（1 用 1 备），储罐均采用内浮顶罐，在油罐顶部设有呼吸孔，当收发油品或环境温度变化时，就会引起储罐的大呼吸或小呼吸蒸发损耗。前者是与罐中液面变化有关的损耗，后者是与温度变化引起的蒸发空间的热胀冷缩有关的损耗。本次评价采用《石油库节能设计导则》（SH/T3002-2000）附录 A 推荐的公式。

a、大呼吸挥发损耗计算公式

$$\text{内浮顶罐: } L_w = \frac{4Q_1 C \rho_Y}{D} \left(1 + \frac{N_c F_c}{D}\right)$$

式中 L_w ——内浮顶罐年大呼吸损耗量（kg/a）；

Q_1 ——油罐年周转量（ $10^3\text{m}^3/\text{a}$ ）；

D ——油罐直径（m）；

ρ_Y ——油品的密度 (kg/m^3) ;

C ——油罐壁的粘附系数 ($\text{m}^3/1000\text{m}^2$) ;

N_c ——支柱个数;

F_c ——支柱有效直径;

b、小呼吸蒸发损耗计算公式

内浮顶罐: $L_s = K_8 (K_e D + F_e + F_d K_d D^2) P^* m_Y K_c$

$$F_m = \sum_j (N_{mj} K_{mj})$$

$$P^* = \frac{P_y / P_a}{[1 + (1 - P_y / P_a)^{0.5}]^2}$$

式中 L_s ——内浮顶罐年小呼吸损耗量 (kg/a) ;

F_d ——顶板接缝长度系数, 系指顶板接缝长度与顶板面积的比值;

F_e ——密封损耗系数

K_d ——顶板接缝损耗系数, 焊接顶板, $K_d=0$; 非焊接顶板, $K_d=3.66$;

K_c ——油品系数, 原有 $K_c=0.4$, 汽油 $K_c=1$;

K_e ——边圈密封损耗系数;

K_8 ——单位换算系数, $K_8=0.45$;

D ——油罐直径;

F_m ——浮盘附件总损耗系数;

N_{mj} ——某种附件个数;

K_{mj} ——某种附件的损耗系数

储罐无组织排放计算参数及计算结果见表 3.3-19。

表 3.3-19 储罐无组织排放计算参数及计算结果

储罐名称	数量	储罐容积 (m^3)	最大年周转量 Q (10^4t)	损耗 (t/a)	
				大呼吸	小呼吸
一次沉降罐	1	250	21	0.03	0.20
二次沉降罐	1	250	21	0.03	0.20
净化油罐	2	400	21	0.10	0.54
合计	/	/	/	0.16	0.94

备注: 油品密度: 0.95t/m^3 , 储罐形式均为内浮顶罐。

③食堂油烟废气

本项目办公生活区内设食堂，就餐人数按按照 150 人计，每人每天食用油耗量按 15g 计，则食用油消耗量 2.25kg/d，油烟挥发量按 2.0%计，则油烟产生量为 0.045kg/d（15.3kg/a），油烟机的排风量为 3000m³/h，则油烟产生浓度为 7.5mg/m³，经高效油烟净化器（除油效率≥75%，设 3 个灶头）处理后，排放量为 0.014kg/d（3.83kg/a），油烟排放浓度为 1.88mg/m³，能够满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18438-2001）中的最高允许排放浓度限值要求。

④车辆尾气

本项目运营期矿区内由运输车辆活动，但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价不对其定量分析。

（2）废水

本项目运营期产生的废水包括采油废水、含盐废水和井下作业废水。

①采油废水

采油废水主要来自生产期的采油作业。它包括油层本身所含的边水、底水及驱采油时注入的大量水，废水中含有石油类及少量表面活性剂。本项目年平均采油废水量 3.17×10⁴m³，年最大采油废水量 4.77×10⁴m³，计划在综合处理站新建采出液处理系统 1 套，设计规模为 2000m³/d，可以满足本项目污水处理要求。

②井下作业废水

井下作业废水包含洗井废水和修井废水。

a、洗井废水

洗井作业主要指油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗。洗井废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。类比稠油开采，本项目洗井周期一般为 100 天，即每个生产周期后根据抽油杆结蜡情况进行洗井，洗井次数为 1 次/年。洗井强度为 30m³/h，洗井时间为 2h，则每口井每次洗井废水约 60m³。本项目运营期生产井量 92 口，洗井废水量约 5520m³/a。洗井废水采用罐车运至综合处理站采出液处理系统处理后再回注井下。

b、修井废水

修井废水指油田生产期修井作业后反排时产生的废水。修井为不定期流动进行，类比稠油开采，一般 1 年一次，每次修井每口井产生废水 5~10m³，平均 7.5m³。本项目生产运行期生产井量开井数量为 92 口，本项目正常生产时修井共

可产生井下作业废水 690m³/a。修井废水采用罐车运至综合处理站采出液处理系统处理后再回注井下。

③含盐废水

本项目综合处理站软化水处理系统的软化水用于注汽锅炉用水。软化水处理系统钠离子交换器再生时将排放含盐水，采油净化污水和补充新鲜水经处理后，98%作为净化软化水回用于锅炉，2%的污水作为含盐水，本项目日注汽量为 206.67~891.19m³，平均日注气量 593.45m³，因此，本项目含盐废水日平均产生量为 11.87m³，日最大产生量为 17.82m³。含盐废水暂存于含盐水排放池内，定期回注井下，不外排。

④生活污水

本项目运营期劳动定员 150 人，生活污水由淋浴、洗涤、冲厕、餐饮等污水组成，生活污水量约 16.8m³/d。综合处理站内设生活污水处理站，处理规模 20m³/d。生活污水经排水管道收集汇流至生活污水处理站，处理后水质可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的一级标准要求，暂存于站内 300m³ 暂存池内，夏季用于矿区绿化和道路降尘，冬季贮存自然蒸发。

本项目运营期废水产生量详见表 3.3-20。

表 3.3-20 本项目运营期废水产生量汇总

废水源	废水产生量 (m ³ /a)	污染物浓度 (mg/L)				污染物产生量 (t/a)			
		COD	石油类	SS	氨氮	COD	石油类	SS	氨氮
采油废水	3.17×10 ⁴	800	200	150	/	25.36	6.34	4.76	/
洗井废水	5520	2760	80	2000	/	15.24	0.44	11.04	/
修井废水	690	2760	80	2000	/	1.9	0.06	1.38	/
含盐废水	4332.6	40	/	40	/	0.17	/	0.17	/
生活污水	6132	300	/	150	20	1.84	0.00	0.92	0.12
合计	48374.6	/	/	/	/	44.51	6.84	18.27	0.12

(3) 固体废物

生产运行期固体废物主要为修井落地油、综合处理站污水处理系统和储罐产生的油泥和生活垃圾等。

①修井落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修

井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往综合处理站污水处理系统进行处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。

②油泥

本项目运行期开采原油首先经除砂间内旋流除砂装置除取较大颗粒泥砂，根据类比调查及试采阶段实测数据，开采原油中含砂量约在 0.01% 左右，本项目运行期最大年产量为 $21 \times 10^4 \text{t/a}$ ，由此计算最大年含砂量为 21t/a。

运行期综合处理站污水处理系统或沉降罐产生的沉淀物，部分为泥土等杂质。根据类比调查，稠油开采油泥的产生量为 1.5t/（万 t 原油），由此计算本项目运营期最大年含油污泥产生量为 31.5t/a。

综上，本项目运营期含油泥（砂）年最大产生量为 52.5t/a，含油污泥暂存于联合站油泥暂存池定期清运，委托有资质单位处理。

③生活垃圾

本项目运营期新增定员 150 人，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，站场生活垃圾产生量为 25.5t/a，统一收集送垃圾处理场进行处理。

本项目运营期固体废物排放情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 本项目运营期固体废物排放情况

污染物名称	主要成分	危险废物类别	危险废物代码	产生量	排放去向
油泥	泥沙、原油等	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-210-08	52.5	委托有资质单位处理
生活垃圾	生活垃圾	/	/	25.5	送生活垃圾填埋场填埋处置
合计				78	

(4) 噪声

本项目运营期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声等。主要噪声源为输油泵、水泵、注汽锅炉、抽油机等。通过将声源较大的设备置于室内，并在站的周围修建围墙等措施，场界外能够达到《工业企业厂界环境

噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

主要声源强度表见表 3.3-22。

表 3.3-22 本项目主要声源强度表

序号	噪声源	发声源	声源强度	治理措施
1	综合处理站	输油泵	80~85	选用低噪音设备，各种机泵置于厂房内，并采取减振降噪措施
2		水泵	85~90	
3	井场	抽油机	65~80	选用低噪音设备、设备定期维护
4		注汽锅炉	65~80	选用低噪音设备、设备置于活动板房内，并采取减振降噪措施

3.3.7.3 闭井期

蒸汽吞吐开采结束后，区块内生产井陆续进入闭井期，当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，生产井停产后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量的扬尘和固体废物。在闭井期施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行集中收集，外运至指定的固体废弃物填埋场填埋处理。

3.3.7.4 污染物排放汇总

本项目施工期和运营期污染物排放汇总见表 3.3-23。

表 3.3-23 本项目施工期和运营期污染物排放情况汇总

时期	类别	名称	产生量	消减量	排放量	排放情况
施工期	废气	CO (t)	1.89	0	1.89	无组织排放
		HC (t)	0.36	0	0.36	
		NOx (t)	8.41	0	8.41	
	废水	钻井废水 (m ³)	2368.8	2368.8	0	经罐车收集后运至综合处理站污水处理系统处理后回用
		试压废水 (m ³)	26	26	0	
		生活污水 (m ³)	900	900	0	排入移动防渗旱厕，定期清掏
	固体废物	废弃钻井泥浆 (t/a)	10832.9	10832.9	0	就地掩埋
		钻井岩屑 (t/a)	2975.8	2975.8	0	综合利用
		生活垃圾 (t/a)	9	9	0	就近运往附近的生活垃圾填埋场填埋处置
	噪声	钻井井场噪声	87~103dB (A)			满足建筑施工厂界噪声限值 昼间<70dB (A) 夜间<55dB (A)
地面工程施工噪声		80~95dB (A)				

时期	类别	名称	产生量	消减量	排放量	排放情况	
运营期	废气	非甲烷总烃 (t/a)	集输过程挥发	31.5	0	31.5	无组织挥发
			罐区挥发	1.1	0	1.1	
		食堂油烟废气 (kg/a)	15.3	11.47	3.83	满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18438-2001）中的最高允许排放浓度限值	
	废水	采油废水 (m ³ /a)	3.17×10 ⁴	3.17×10 ⁴	0	在综合处理站污水处理系统处理后全部回用	
		洗井废水 (m ³ /a)	5520	5520	0		
		修井废水 (m ³ /a)	690	690	0		
		含盐废水 (m ³ /a)	4332.6	4332.6	0	全部回注地下	
		生活污水 (m ³ /a)	6132	6132	0	矿区绿化和道路降尘, 冬季贮存自然蒸发	
	固体废物	油泥	52.5	52.5	0	委托有资质单位处理	
		生活垃圾	25.5	25.5	0	送生活垃圾填埋场填埋处置	
噪声	综合处理站噪声	75~90dB (A)			厂界噪声限值		
	井场噪声	85~100dB (A)			昼间<60dB (A) 夜间<50dB (A)		

3.3.8 产业政策符合性及规划符合性分析

3.3.8.1 产业政策符合性分析

本项目为新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2011年本）》（2013年修正），本项目属于页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发类项目，为鼓励类项目，符合国家产业政策要求。

3.3.8.2 与《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》的符合性分析

根据原国家环保总局《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》（环发〔2005〕109号）要求：“禁止的矿产资源开发活动：禁止在依法划定的自然保护区（核心区、缓冲区）、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、重要湖泊周边、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等区域内采矿；禁止在铁路、国道、省道两侧的直观可视范围内进行露天开采；禁止在地质灾害危险区开采矿

产资源；禁止新建对生态环境产生不可恢复利用的、产生破坏性影响的矿产资源开发项目。”本项目建设均不涉及以上区域，不属于《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》中的禁止类项目。

“限制的矿产资源开发活动：限制在生态功能保护区和自然保护区（过渡区）内开采矿产资源；生态功能保护区内的开采活动必须符合当地的环境功能区规划，并按规定进行控制性开采，开采活动不得影响本功能区内的主导生态功能；限制在地质灾害易发区、水土流失严重区域等生态脆弱区内开采矿产资源。”本项目不在生态功能保护区和自然保护区（过渡区），不属于地质灾害易发区河水水土流失严重区域，不属于《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》中的限制类项目。

3.3.8.3 与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发总体规划（2016~2020年）》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》中的要求：推动矿产资源开发与区域经济协调发展。加快推进煤层气、页岩气、油砂、油页岩、地热等非常规能源的开发利用。

重点矿区：全区划分为9大矿产资源开发区域：①阿尔泰山非生态敏感区域黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石开发区域；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开发区域；③西准噶尔非生态敏感区域铬、金、膨润土、煤炭、石材开发区域；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开发区域；⑤西天山非生态敏感区域黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开发区域；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开发区域；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开发区域；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开发区域；⑨阿尔金山非生态敏感区域有色金属、金、石棉、玉石矿产开发区域。

本项目位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，属于规划划分的9大矿产资源开发区域的吐哈盆地油砂开发区域，符合规划。

3.3.8.4 与《吐鲁番市矿产资源总体规划（2016~2020年）》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区吐鲁番市矿产资源总体规划（2016-2020年）》涵盖以下三个部分《新疆维吾尔自治区吐鲁番市高昌区矿产资源规划(2016-2020年)》、《新疆维吾尔自治区鄯善县矿产资源规划（2016-2020年）》和《新疆维吾尔自治区托克逊县矿产资源规划（2016-2020年）》。本项目符合规划。

3.3.8.5 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中提出：主体功能区与能源和矿产资源开发的关系。一些能源和矿产资源富集的区域往往同时是生态脆弱或生态重要的区域，被划分为限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的重点生态功能区或农产品主产区，并不是限制能源和矿产资源的开发，这类区域中的能源和矿产资源，仍然可以依法开发，资源开采的地点仍然可以定义为能源或矿产资源的重点开发基地，但应该按照该区域的主体功能定位实行“点上开发、面上保护”。

形成资源点状开发，生态面上保护的空间结构。针对阿尔泰山、塔里木盆地、准噶尔盆地等地的矿产资源富集区域的开发，要在科学规划的基础上，以点状开发方式有序进行，其开发强度控制在规划目标之内，尽可能减少对生态环境的扰动和破坏，同时加强对矿产开发区迹地的生态修复。

限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。限制开发区域分为两类：一类是农产品主产区，即耕地较多、农业发展条件较好，尽管也适宜工业化城镇化开发，但从保障国家农产品安全以及国家永续发展的需要出发，必须把增强农业综合生产能力作为发展的首要任务，从而应该限制大规模高强度工业化城镇化开发的地区；一类是重点生态功能区，即生态系统脆弱或生态功能重要，资源环境承载能力较低，不具备大规模高强度工业化城镇化开发的条件，必须把增强生态产品生产能力作为首要任务，从而应该限制进行大规模高强度工业化城镇化开发的地区。

禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区。国家层面的禁

止开发区域包括国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、国家森林公园、国家地质公园。省级层面的禁止开发区域，包括省级及以下各级各类自然文化资源保护区域、重要水源地、重要湿地以及其他省级人民政府根据需要确定的禁止开发区域。

本项目为油砂矿开发项目，项目区行政区划隶属吐鲁番市鄯善县管辖，矿区不属于限制开发区域、禁止开发区域，本项目符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的相关要求。

3.3.8.6 与《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订）的符合性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订）第二十三条规定“对水源涵养区、地下水源、饮用水源、各类自然保护区、自然生态良好区域、风景名胜区和人群密集区等生态敏感区域实行严格的环境保护措施，禁止进行任何资源勘探和开发”。

第二十六条规定“进行矿产资源勘探开发的单位，应当建立环境保护责任制；造成环境污染和生态破坏的，应当采取有效措施治理污染、修复生态……对采矿使用的有毒有害物质，形成的有毒有害废弃物，应当进行无害化处理或者处置，有长期危害的，应当作永久性防护处理”。

本项目属于矿产开发项目，矿区不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、各类自然保护区、自然生态良好区、风景名胜区及人口密集区等敏感区域，所占地类型为其它类型裸地，生产过程中不产生有毒有害废弃物，符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订）中的相关要求。

3.3.8.7 与《新疆生态功能区划》的符合性分析

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属Ⅲ天山山地温性草原、森林生态区、Ⅲ-4 天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区、吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区。

本项目为油砂矿开发项目，属于油气开发生态功能区，因此在此区开发油砂矿项目符合《新疆生态功能区划》中的要求。

3.3.8.8 与“关于划定并严守生态保护红线的若干意见”符合性分析

本项目矿区位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，距鄯善县城 30km，距鄯善县七

克台镇 8km，中心地理坐标：东经 90°31'02"，北纬 42°56'5.15"。矿区周边 5km 范围内没有居民区，本项目不在重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持区，也不在拟划定的生态红线内。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

鄯善县，隶属新疆维吾尔自治区吐鲁番市，位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，北与木垒县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市七角井乡，西部吐峪沟苏巴什村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。境域总面积 39800 平方千米，区位优势、交通便利。境内的鄯善油田是中国第一个大型侏罗系油田。

琼坎儿孜油砂矿矿区位于吐哈盆地台北凹陷南部，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县，距鄯善县东北约 30km，距七克台镇 8km。矿区中心点地理坐标：东经 90°31'02"，北纬 42°56'5.15"。矿区距 312 国道仅 6km，距鄯善火车站 20km，矿区与鄯善县城有专用三级柏油公路相通，与 G30（312）国道、与鄯善火车站有砂石公路相连，交通极为方便。矿区地理位置图详见图 1.1-1，区域位置图详见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

鄯善县地形地貌特点鲜明，三面环山，一面临近世界海平面最低点的艾丁湖，全境地势东北高，西南低，形成坡度缓平的倾斜面。北部因为搭界于天山，山高坡陡，南部为大漠戈壁和丘陵带，相对平缓。全境地势高山区最高峰为 4110.7 米，最低处在吐鲁番市艾丁湖东部，低于海平面 153 米。地势地形构造为：火焰山占总面积的 7.30%，南戈壁和觉罗塔格山占总面积的 64.4%，沙山沙漠占 10.7%，火焰山以北至天山的戈壁带总面积的 9.4%，平原绿洲只占 2.3%，另有 5.7%是盐碱地。

本项目矿区位于吐哈盆地中央隆起带东部丘陵区，属典型的砂岩侵蚀地貌，隆起带在该段南北宽 3~5km，其南部为南湖大戈壁。矿区为山前洪积—冲积斜坡平原，地形平坦，地势开阔。矿区内地势总的特点是北高南低，西高东低，海拔在 410m 左右。

4.1.3 地质特征

4.1.3.1 区域地层

(1) 区域地层概述

吐哈盆地侏罗系地层代表了一个原型盆地的完整发育过程，构成一个盆地充填层序（一级层序）。区域内地层自下向上发育有中生界的三叠系、侏罗系，新生界的古近系、新近系、第四系地层。

① 新生界

新生界第四系全新统、上更新统、中更新统均有出露。第四系全新统有风积层、盐碱沼泽沉积层、冲积洪积层。其中风积层由黄色细粉砂组成；盐碱沼泽沉积层由盐碱砂质粘土及粘土组成；冲积洪积层由黄土、浅黄色砂质粘土组成。第四系上更新统主要岩性为卵石层、砂砾石及砂质粘土组成，厚度大于 208m。第四系中更新统由砾石、砂粒、砂质粘土构成。

古近系、新近系（E、N）为干旱气候下的河流、湖泊相碎屑沉积。岩性以浅红色泥岩、姜黄色砂砾岩为主。上部为河流相土黄色砂质泥岩、棕褐色砾岩；下部为河湖相的红色砂质泥岩、砂岩、粉砂岩夹石膏，与下伏侏罗系地层呈不整合接触。

② 中生界

区域内发育侏罗系上、中统地层，上统喀拉扎组（J_{3k}）、齐古组（J_{3q}）；中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）及西山窑组（J_{2x}）。西山窑组和三间房组在侏罗纪湖盆演化中期（短暂收缩阶段）形成，跨时约 13Ma，主要是以河流—三角洲相为主的砂泥岩沉积，砂岩特别发育，是吐哈盆地油气储集的主要层段。侏罗系中统七克台组和上统齐古组，代表了侏罗纪湖盆演化中晚期（扩张阶段）广泛的湖侵时的沉积，整个层序跨时约 17Ma。

矿区内西山窑组（J_{2x}）为深灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩、泥岩及煤层，局部地区与下伏地层呈不整合接触。三间房组（J_{2s}）地层特征与西山窑组基本一致，顶底为紫色、深灰色泥岩，中部为大套的灰色砂岩、含砾砂岩、粉砂岩夹深灰色、褐色泥岩。七克台组（J_{2q}）为一套下粗上细的湖相沉积。主要岩性上部是灰绿色泥岩夹棕红色泥岩和薄层粉、细砂岩、泥灰岩及油页岩，

中部为灰色、灰黑色泥岩及砂质泥岩，局部夹粉、细砂岩和煤线，下部以灰白色、灰色粉、细砂岩平煤线和碳质泥岩薄互层。齐古组（J_{3q}）主要是以泥岩和粉砂质泥岩为主的红色碎屑沉积为区域性盖层。喀拉扎组（J_{3k}）主要为紫红色砂岩、红色泥岩互层。

三叠系地层（T）在本区发育马坎组（T_{3mk}），分布在区域的中西部，与上覆侏罗系整合接触；为一套下粗上细的砂泥岩沉积，整体为一套正旋回，下部发育砂岩夹暗色泥岩，上部为大套深灰色、灰黑色泥岩。

（2）地层划分与对比

地层划分与对比是油砂层（组）划分的基础，为了确保油砂组划分和砂层细分界限全区统一，利用岩电特征明显和分布范围较广的标志层，以标准剖面出发，向四周外推对比，确定研究区砂组划分标志层。

矿区的油砂层赋存于侏罗系中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）和西山窑组（J_{2x}）地层中。其中，七克台组圈出 8 个油砂层，三间房组圈出 3 个油砂层，西山窑组圈出 8 个油砂层。据各油砂层之间的岩性组合、对比标志、沉积相、隔层等特点，将划分七克台组分为 3 个油砂层组；三间房组分为 3 个油砂层组，西山窑组分为 4 个油砂层组。

4.1.3.2 矿区构造

琼坎儿孜油砂矿属于吐哈盆地，油砂矿的形成受盆地的构造、沉积演化控制。

（1）区域构造背景

琼坎儿孜油砂矿位于吐哈盆地台北凹陷七克台构造，为台孜残留背斜的北翼，现今表现为单斜。原台孜背斜受七克台断裂控制，上盘形成逆牵引背斜构造，后期构造顶部被剥蚀、夷平，仅残留陡峭的北翼，地层倾角 50°~70°，平均 60°左右。

（2）构造演化

吐哈盆地自早二叠世形成以来，经历了多次构造运动，其中对沉积盖层发育影响较大的有 4~5 次运动，各期构造运动的性质、规模均有差异，对盆地的构造演化影响也不一样。

吐哈盆地晚二叠世早期经过短暂的前陆盆地发育阶段，至晚二叠世晚期到三

叠纪，转为拗陷型湖盆发育阶段。

自西山窑组沉积末期开始，博格达隆起带再次隆升，控制了盆地的沉积与构造演化。伴随着博格达的抬升，南北挤压加强，北物源开始发育，沉积开始变红变粗，河流、三角洲砂体大量发育，形成了煤成烃赖以聚集的三间房组、七克台组储集层段。中侏罗世末的早期燕山运动导致沉积层改造变形，形成断裂与局部构造，奠定了众多储油构造的雏形，晚侏罗世北部拗陷进一步缩小，气候转向干旱，沉积了一套以泥岩为主的红色碎屑岩建造，是侏罗系油藏的区域性盖层。

琼坎儿孜油砂矿位于吐哈盆地台北凹陷丘东洼陷南部七克台构造带残留背斜的北翼，南高北低，表现为一个倾向北的单斜构造。矿区内断层发育 3 条主要断层，断层经过处在地表表现为负地形，或为冲沟。综合分析认为断层发育程度弱，断层对油砂矿影响较小。

4.1.3.3 矿区地质条件

(1) 水文地质

1) 地表水特征

区内无较大长年性地表径流，仅在工区西南边界处有细微径流以西洼地长有较稀疏的芦苇、梭梭草、骆驼刺等。坎儿其河引水渠在矿区东部 4 公里处通过，坎儿其河引水渠由坎尔其河引至鄯善火车站镇、七克台乡消失在南湖戈壁滩一带（矿区东部 4 公里处）。在坎儿其流域内有一座中型水库，设计库容 1180 万方，设计灌溉面积 2.45 万亩，下游有 28.3 公里设计流量 $3.0\text{m}^3/\text{s}$ 的引水干渠，目前最大允许过流量 $2.5\text{m}^3/\text{s}$ ，流域多年平均引水量 0.1 亿 m^3 ，多年平均配水量 0.089 亿 m^3 ，水利用率 89%。主要担负着下游鄯善县铁路沿线用水和火车站镇用水、石油供水以及七克台镇东半部 2 万亩耕地的灌溉任务。该流域的年径流量仅有 0.289 亿 m^3 ，潜力不是很大。

2) 地下水特征

a、区域水文地质概况

矿区区域上属 II 1 水文地质单元，即吐鲁番拗陷潜水及深层承压水区；其北缘紧邻盆地，北部博格达山、巴里坤山山岳冰川为区域地下水的主要补给源。

b、区域主要含水层

①三叠系、侏罗系砂岩及砂砾岩裂隙孔隙含水层

该盆地三叠系和侏罗系、广泛分布，由砂砾岩、砂岩、泥岩及煤层组成蓄水构造。地下水主要来自高山雪水，属区域地下水补给。区域广泛分布，含水层厚度 30~150m。含水主体为中、粗砂岩，局部裂隙发育的粉、细砂岩及煤层，据区域水文地质资料，富水性极弱，水质多为中等矿化 $\text{SO}_4^{2-}\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3^- \cdot \text{Na}^+$ 型水。

②古近系泥岩、泥质粉砂岩隔水层

区域广泛分布，岩性为黄红色、灰红色的泥岩、灰白色泥质粉砂岩，裂隙、孔隙都不发育，分布十分广泛，隔水性能十分好，为良好隔水层。

③第四系全新统砂砾石层孔隙潜水区

主要位于现代河谷及沟谷，尤以常年流水河发育，含水主体以砂砾石为主，局部为卵砾石、角砾，多赋存孔隙水，自南向北厚度增大，但局部地段不具此规律。厚度 0~40m 不等。在近山区砾石带潜水埋深大于 100m，其水化学特征一般与地表水近似，矿化度多小于 1g/L，属淡水，弱碱性， $\text{HCO}_3\text{SO}_4\text{Na}$ 型水。

(2) 工程地质

依据钻孔揭露段岩石、岩体工程力学性质及含油性，划分工程地质岩段为第四系松散岩段、齐古组等泥岩相段、七克台组细粒相岩段、三间房组细粒相岩段、西山窑组细粒相岩段。

区内构造为残留背斜的北翼，现今表现为北倾单斜构造，构造简单，地层倾向北约 $330^\circ \sim 30^\circ$ 之间，倾角多在 $50^\circ \sim 60^\circ$ 之间。矿区内存在三条断层等地质构造，其中 F2、F3 断层位于矿区南部，对矿体影响较小。F1 断层将东区和西区地层错断约 600m（以矿区油砂为标志层），向北延伸出矿区，向南隐伏于西山窑组地层中。此断层对东西两侧油砂的影响主要表现在油砂层的错位、层数与厚度变化，对各岩层的完整性影响不大。因此各岩层的完整性较好，未来采矿中各岩性层对矿段的影响不大，对区域的稳定性影响同样不大。

矿区风化破碎带一般分布在岩体的表层，风化作用使基岩表层一定深度范围内的岩体呈散体~碎裂、细粒结构，裂隙相对发育，岩芯破碎，岩体质量低劣。据钻孔资料统计，矿区岩体强~中等风化带厚度为 1~10m；风化带对整个矿区岩石的物理特性影响不大。

矿区油砂矿地形地貌条件简单，地层岩性单一，地质构造简单，岩溶不发育，

岩体结构以整块或厚层状结构为主，岩石强度高，稳定性好，不易发生矿山工程地质问题，属中等型工程地质条件。

(3) 环境地质

琼坎儿孜油砂矿地下水极为贫乏，白垩系、侏罗系地层基本无地下水。含油砂层碎屑岩层基本上无有害组分。矿区气候条件较差，附近无污染源，无热害，属无放射性危害区。矿区地质灾害不发育，为崩塌、滑坡、泥石流不易发区，未来采矿会产生局部地表变形，但可加强防护治理，对地质环境破坏不大。矿区无重大污染源、油田废水及有害元素，经预防及处理，对地质环境无重大污染。综合以上环境地质条件，矿区地质环境类型属第二类，质量中等。

4.1.3.4 矿床地质

矿区的油砂层赋存于侏罗系中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）和西山窑组（J_{2x}）地层中。其中，七克台组圈出 8 个油砂层，三间房组圈出 3 个油砂层，西山窑组圈出 8 个油砂层。据各油砂层之间的岩性组合、对比标志、沉积相、隔层等特点，将划分七克台组分为 3 个油砂层组；三间房组分为 3 个油砂层组，西山窑组分为 4 个油砂层组。

(1) 油砂层特征

①油砂矿深度范围与分布

矿区油砂矿主要赋存在侏罗系中统七克台组（J_{2q}）、三间房组（J_{2s}）和西山窑组（J_{2x}）地层中，总体由南向北埋深逐渐加深，为一向北倾斜的单斜构造。吐哈油田在台北凹陷的勘探表明，油气成藏是在浮力作用下沿断裂进行垂向和侧向运移聚集的（肖冬生等，2013），而且琼坎儿孜油砂矿受构造控制，地层倾角大，具有底水矿藏的成藏动力条件。矿区内在 Q48-1 至台 5 井的剖面中，可见台 5 井油砂矿的底水界面为海拔-360m。在台 5 井油砂层底部见水，底水深度为海拔-360m（埋深 798 m），呈现油水界面特征，反映油砂矿受油水界面控制。琼坎儿孜油砂矿矿深范围海拔高度+490m，油砂底部边界海拔-360m。

②油砂矿分布

琼坎儿孜油砂矿划分为三组段，七克台组、三间房组和西山窑组，通过大量钻孔、探槽、露头等资料分析，地层砂组分布较为稳定，连续性好。

七克台组油砂出露地表，油砂分布面积 3.32km^2 。七克台组油砂矿在平面上以 F1 断层为界分为东西两个块段。F1 断层以东油砂矿分布在 8 号 4 号勘探线之间，向东延伸到矿区东部边界，南部以露头为界，北部以-360m 等高线为界，面积 1.67km^2 。矿体倾角 $50^\circ\sim 65^\circ$ ，纵向上可分为三个砂组，浅部层数有增加趋势，向深部合并，但厚度较为稳定。

三间房组油砂整体分布在七克台组南部，分布面积 3.40km^2 。三间房组油砂矿平面上以 F1 断层为界分为东西两个块段。F1 断层以东油砂矿，分布在 4 号-8 号勘探线之间，东部以断层为边界，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 1.47km^2 。F1 断层以西油砂矿，分布在 1 号-0 号勘探线之间，向东延伸至 F1 断层，西部延伸至矿区边界线，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 1.93km^2 。矿体倾角 $55^\circ\sim 65^\circ$ ，纵向上可分为三个砂组，浅部与深部矿层厚度基本一致。

西山窑组油砂呈条带状分布于三间房组南部，与其有重合区域，分布面积达到 5.15km^2 。西山窑组油砂矿平面上以 F1 断层为界分为东西两块。F1 断层以东油砂矿分布在 4 号-8 号勘探线之间，东部以断层为边界，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 1.32km^2 。F1 断层以西油砂矿，分布在 1 号-0 号勘探线之间，向东延伸至 F1 断层，西部延伸至矿区边界线，北部以-360m 等高线为界，南部矿体向地表尖灭，面积 3.83km^2 。矿体倾角 $55^\circ\sim 65^\circ$ ，纵向上可分为三个砂组，浅部与深部矿层厚度基本一致。

(2) 流体性质

琼坎儿孜油砂油砂油密度 $0.82\text{g}/\text{cm}^3$ 至 $0.88\text{g}/\text{cm}^3$ ； 30°C 条件下，油砂油黏度为 $4.388\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；凝固点 4°C ，初馏点 41°C ，析蜡点 35°C ；汽油量 29.9%，蜡含量 20.3%，水含量 0.16%，盐含量 $181\text{mg}/\text{L}$ ，重质油和胶质沥青质含量 3.31%。油砂矿为轻质油砂油，低黏度、低密度、高含蜡，属于优质高含蜡油砂油。

含油砂组七克台组 11 件含油饱和度测试样品，统计结果表明油砂中含油饱和度范围在 40%~55%，平均 47%，三间房组 13 块样品进行含油饱和度测试，统计结果表明油砂中含油饱和度范围在 50%~80%，平均 67%。西山窑组 18 块样品进行了含油饱和度测试，统计结果表明油砂中含油饱和度范围在 44%~76%，平均 65%。

4.1.4 气候与气象

本项目区域属典型的极端干旱大陆性气候，夏季酷热，冬季干冷，气候干燥，降水稀少，蒸发强烈，昼夜温差大，多风，气候分区为温带极干旱区。年平均气温 12℃，1 月最冷，7 月最热，年温差一般可达 36~40℃。3 月上旬入春解冻，5 月中旬进入夏季，9 月中旬气温下降转入秋季，11 月中旬结冰进入冬季。一日内，一般在拂晓时气温最低，午后 15~17 时气温最高。日温差一般在 10℃以上，极端最大日温差在 25℃以上。夏季酷热干燥，最热的 7 月平均气温 29.2℃，最高气温达 48℃。冬季寒冷，最冷的 1 月平均气温-10℃，最低达-22℃。区内风季长，据鄯善县气象站（1961~2008 年）资料，每年的冬春之交和夏秋初为风季，全年近三分之一天为风期，常年主导风向为 NE 向，最大风速 26m/s，平均风速 3.7m/s。

鄯善县平均年降水量 34.8mm，最大日降雨量 3.3mm，年蒸发量 2500mm，无霜期 190 天，降水天数不足 25 天，夏季降水量占全年的 50%，冬季降水仅占 5%。降雪结冻时间在每年十一月中下旬开始，由于冬季刮风，积雪不易保存，勘探区内冬季仅南部丘陵区阴坡偶见有薄层积雪，翌年的二月中旬开始解冻。

4.1.5 生态环境

4.1.5.1 植被

本项目油田区处于干旱荒漠区，区域植被比较稀疏、矮小，多属耐干旱、抗风沙、抗盐碱的藜科类荒漠植被。常见的植物种类有梭梭、沙拐枣、骆驼刺、琵琶柴、怪柳等。植被覆盖度一般在 5% 以下，大多为裸地。

项目区植被类型图详见图 4.1-2。

4.1.5.2 动物资源

本项目油田区处于干旱荒漠区，区域内无大型野生动物，仅有小型野生动物，主要包括一些耐旱的荒漠动物如密点麻蜥、快步麻蜥、凤头百灵、角百灵、大沙鼠、子午沙鼠等。

4.1.5.3 土地利用类型

本项目区域土地类型包括裸岩石砾地、戈壁和低覆盖度草地。根据实地调查，

本项目矿区属于干旱荒漠区，区内植被发育较少，植被覆盖率在5%以下，矿区占用土地土壤类型为石膏灰棕漠土，详见项目区土地利用现状图4.1-3、土壤类型图4.1-4)。

4.1.6 矿产资源

鄯善县是以工业为主的资源型大县，是自治区石油化工、石材、有色金属、黑色金属的生产基地。鄯善县矿产资源富集，目前已发现矿种 40 个，已探明储量的主要矿产 12 种，石油、天然气、煤炭、花岗岩、钠硝石、铁、铜、铅锌、黄金、菱镁等矿产储量大、品位高，极具开发价值和潜力。其中石油储量 15.75 亿吨，天然气资源量 3650 亿立方米，煤炭资源储量 407.67 亿吨，钠硝石资源量 2.3 亿吨；铁矿远景资源量 3 亿吨；铜金属远景资源量 62.17 万吨；铅锌金属资源量 519 万吨；金金属资源量 47555 千克；菱镁矿预测资源量在 6000 万吨以上。

鄯善县花岗岩、大理石资源十分丰富，品质优良。花岗岩储量 40 亿立方米以上，大理石储量约 20 亿立方米，拥有世界罕见的红色系列大型整体矿山“鄯善红”和灰色系列整体矿山“雪莲花”，同时拥有“楼兰金”、“灰麻”、“白麻”、“亚心黄”、“楼兰红钻”、“楼兰棕钻”、“楼兰啡钻”等多个品种，其中“鄯善红”被评为中国名特优石材品种。

鄯善县域内石油储量达 $15.75 \times 10^8 \text{t}$ ，已探明石油地质储量 $2.98 \times 10^8 \text{t}$ ，可采石油储量 $7892 \times 10^4 \text{t}$ ，预测天然气资源量为 $3650 \times 10^8 \text{m}^3$ ，已探明天然气地质储量 $970 \times 10^8 \text{m}^3$ ，可采天然气储量 $547 \times 10^8 \text{m}^3$ 。1991 年 2 月，吐哈石油会战指挥部在鄯善成立，鄯善油田是中国第一个大型侏罗系油田，属中丰度、低渗透、中产量油田。

4.2 环境质量现状调查与评价

略。

5.环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析与预测评价

5.1.1 施工期环境影响因素

本项目施工期间对环境产生的影响主要来源于钻井、管道开挖、土建施工、交通运输和机械设备的安装、调试等，产生的主要污染物如粉尘、噪声、生产生活污水和固体废弃物等对区域环境会造成一定的影响。这些污染贯穿整个施工过程，但不同污染因子在不同施工段污染强度不同。具体情况见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期环境影响因素一览表

环境要素	影响因子	产生源	源强	排放特征
环境空气	扬尘	挖方、填方、弃土堆放、运输	风速4.5m/s, 150m内影响明显	有风时影响下风向, 时限性明显
	柴油机废气	柴油机设备	量少	面源、扩散范围有限, 排放不连续
	尾气: C _m H _n 、CO、NO _x	燃油设备、运输车辆	微小	面源、扩散范围有限, 排放不连续
水环境	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	钻井废水、试压废水、生活污水	量少	不连续
声环境	设备噪声	柴油发电机组、钻机、泥浆泵、振动筛、挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、压路机等	80-105dB (A)	无指向性, 不连续
生态	土地占用	临时、永久占地使土地使用功能改变	-	成为道路建设用地
	弃土	临时堆放占地, 有扬尘、水土流失发生的可能	无弃土	临时占地, 弃土用于填方, 影响可消除

5.1.2 施工期大气环境影响分析

(1) 扬尘对环境空气的影响

施工扬尘的产生与粉尘含水率、粉尘粒度、风向、风速、空气湿度及垃圾堆存时间等密切相关。据类比实测结果可知, 在风速为 4.5m/s 时, 施工现场下风向不同距离的扬尘浓度见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工现场下风向 TSP 浓度

距施工现场距离	1m	25m	50m	80m	150m
TSP (mg/m ³)	3.744	1.630	0.785	0.496	0.246

从上表可以看出,在有风条件下施工扬尘影响范围较大,距施工场地近距离处,扬尘严重超标,对施工现场周围近距离区域空气质量造成不利影响。随着距离的增加,扬尘浓度迅速降低,在 150m 范围外, TSP 浓度可达到 0.246mg/m³,满足《大气环境质量标准》(GB3095-1996)中的二级标准要求。扬尘影响主要集中在风力较大的不利天气情况下,当出现上述不利天气时,应暂停施工作业。

(2) 柴油机烟气对环境空气的影响

钻井时钻机使用柴油发电机带动,柴油机燃烧柴油时排放的废气中的主要污染物是烃类及 NO_x 等。根据工程分析,整个施工期共排放的 HC 为 0.36t、CO 为 1.89t、NO_x 为 2.8t,污染物排放速率为 HC: 0.03g/kw·h、CO: 0.15g/kw·h、NO_x: 0.67g/kw·h,均满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”(第三阶段)标准要求。

(3) 车辆尾气对环境空气的影响

油田开发各类工程及运输车辆较排放的尾气会对大气环境造成一定污染。平均每辆车日排放烃类物质 0.0017kg/d, SO₂ 为 0.0012kg/d, NO_x 为 0.04kg/d, TSP 为 0.0036kg/d、CO 为 0.0091kg/d。由于车辆排放的尾气为流动的线源,影响范围较大,但其污染不集中且扩散能力相对较快,因此对环境的空气的影响不是很大。

施工期对大气环境产生影响的各种因素,在项目建成完工后便可消除,不会对其所在区域造成长期的不利影响,也不会对本区域造成不可逆转的影响。

5.1.3 施工废水对环境的影响分析

(1) 分离废水

钻井废水是油田开发初期在气井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、不定期冲洗钻井设备等排放的废水。这部分废水用于调节泥浆浓度,最终随泥浆进入泥浆集中处理系统。完井废水为完钻井在射孔、压裂前清洗井底残余泥浆排放的废水,该股废水也进入随钻处理系统。经随钻处理系统处理后产生的分离废水

部分回用于井场，剩余部分通过罐车运送到联合站污水处理系统进行处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）表 1 中标准后回注油田地下作业区，不外排。

（2）洗井废水

钻井队冲洗钻井设备、检修等目前均采用蒸汽冲洗，不再用水冲洗，因此不存在冲洗钻井设备等废水外排的问题。

（3）生活污水

由于施工现场分散，施工期生活污水中主要污染物浓度又较低，无有毒有害物质，因此均排放于井场的可移动旱厕内，施工结束后及时清掏填埋。

5.1.4 施工期声环境影响分析

5.1.4.1 噪声源确定

施工期噪声主要为钻井井场噪声和地面工程施工噪声。钻井井场噪声主要由柴油发电机组、钻机、泥浆泵、振动筛等产生，声源强度在 87~105dB(A)；地面工程施工噪声主要由挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、压路机等产生，声源强度在 80~95dB(A)。噪声源强见表 3.3-17。

5.1.4.2 预测模式

（1）距离衰减公式

$$L_{PA} = L_{PB} - 20 \lg \frac{r_a}{r_b} - A_e$$

式中： L_{PA} ——预测点距声源 A 处的声压级，dB(A)；

L_{PB} ——声源 B 处的声压级，dB(A)；

r_a ——预测点距声源 A 处的距离，m；

r_b ——测点距声源 B 处的距离，m；

A_e ——环境衰减值，dB(A)。

A_e 取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。本次预测时， A_e 取 0。

（2）多声源理论叠加公式

$$L_p = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1L_i} \right)$$

式中： L_{p-n} 个声源叠加后的总声源级，dB(A)；

L_i ——第 i 个声源对某点的声压级，dB(A)；

n ——声源个数。

对于多台施工机械对某个预测点的影响，应进行声级叠加。

5.1.4.3 预测结果

本项目施工机械噪声预测见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工机械设备噪声预测

机械设备名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	250m
柴油机发电机组	81	63	56	51	48	45
钻机	71	53	46	41	38	35
泥浆泵	66	48	41	36	33	30
振动筛	67	51	44	39	36	33
液压挖掘机	67	51	44	39	36	33
推土机	67	49	42	37	34	31
轮式装载机	74	56	49	44	41	39
重型运输车	67	51	44	39	36	33
压路车	67	51	44	39	36	33
电焊机	66	48	41	36	33	30
吊管机	59	41	34	29	26	23
冲击式钻机	64	46	39	34	31	28

由上表可以看出，主要施工机械在 50m 以外能够达到建筑施工噪声昼间噪声不超过 70dB (A) 的要求，而在夜间不超标 55dB(A) 的距离要远到 100m。本周围 100m 范围内没有居民区等声敏感目标分布，工程施工期应合理安排施工作业时间，并通过对噪声设备采取降噪措施等降低噪声影响，保证施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》的要求，避免发生噪声扰民事件。

5.1.5 施工期固废环境影响分析

(1) 钻井废弃泥浆环境影响分析

本项目不设泥浆池，采用随钻处理技术。钻井废弃泥浆经此系统处理后产生分离废水及泥饼，泥饼不具备危险废物的特性，废弃泥饼暂存于矿区，暂存场所设置围堰、防渗并加盖遮雨棚，泥饼用于滚动开发井场和道路铺设，对外环境基

本无影响。

(2) 钻井岩屑环境影响分析

钻井过程中产生的钻井岩屑所含污染物的量很低，一般不会对环境产生不利的影响，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，并堆置于井场。其本身无污染，一般用于填垫井场和铺设道路。

(3) 生活垃圾环境影响分析

施工人员生活垃圾产生量较少，可在施工现场内设置集中的垃圾投放点，将垃圾集中清运至周边城镇的垃圾填埋场处理，避免二次污染，基本不会对环境产生明显影响。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

本项目建设工期为三年，其中第一年完成 8 口直井转采及 30 口水平井钻井及地面建设，第二年再完成 30 口水平井钻井及建投产，第三年完成 24 口水平井建投产）。

5.1.6.1 施工期各工程对环境的影响评价

矿井工业场地、场外道路的施工建设，需要平整场地、开挖地表，造成直接施工区域内地表植被的完全破坏和施工区域一定范围内植被不同程度的破坏；施工机械、材料的堆放、施工人员践踏、临时占地、弃土、弃渣的堆放等，还造成了一定区域内植被破坏和水土流失。因此本工程施工期，施工活动对矿区范围生态环境的不利影响在占地、土壤、植被、水土流失等多个方面均有所体现。本工程施工期对生态环境带来的不利影响主要体现在井场和工业场地建设占用土地以及施工区域水土流失的加剧两个方面。为最大限度减轻项目建设对周围生态环境的影响，在施工完成时，及时做好恢复和补偿工作，加强绿化，可将施工期的生态环境影响降至最小程度。项目施工期对生态环境的影响见表 5.1-3。

表 5.1-3 施工期各工程对生态环境的影响

序号	项目	对环境的影响
1	井场及工业场地	管沟和建筑物基坑开挖、临时堆土以及建筑物土建等活动，破坏原地貌及植被，使地面裸露、表土破损，产生水蚀和风蚀，给环境带来负面影响。
2	场外道路	进场道路的建设，使地面裸露、破坏原地貌、植被，产生土质路面和路基边坡，产生水蚀和风蚀，对环境造成一定影响。
3	给排水及供电线路	开挖、回填等过程，产生水土流失。

5.1.6.2 项目建设占地对植被的影响分析

本工程建设对植被的直接影响就是对占用土地范围的植被破坏，导致土壤裸露。工程建设对植被的影响方式有征用土地、临时用地及机械碾压、施工人员践踏等活动破坏施工区域内的植被，降低植被生物量，造成占地面积上生物量的损失。本次建设总占地面积为 2.6667km²，其中永久占地面积为 0.6367km²，临时占地面积为 2.03km²，项目建设占地的主要类型均为裸地，因此土地被占用后天然植被损失量较低。

同时，由于施工期的影响持续时间较长，因此，在施工各个时段内需做好各种防护措施，在施工完成时，可适当加强绿化等生态保护和建设措施。

5.1.6.3 项目建设对水土流失的影响分析

鉴于项目区域的自然条件，项目区水土流失的主要类型为风蚀水蚀区。

根据项目区工程的建设特点，施工建设活动造成水土流失的原因主要有以下几个方面：

①地表受到扰动和破坏

I.土地平整，原地面遭到严重破坏；

II.修筑场外道路、开挖供电杆基、开挖供水管线等破坏了地表原有地貌，形成了片状、条带状的裸露面；

②土壤表层松散性加大

土壤是侵蚀过程中被侵蚀的对象。区域内植被类型单一，群落结构简单。由于项目的建设，大量的松散表土发生运移和重新堆积，植被受到破坏，土壤水分大量散失，土体的机械组成混杂不一，丧失了原地表土壤的抗蚀力。

③地形、地貌的变化

工程建设如建（构）筑物基础开挖、路基开挖、堆垫，管道开挖、填筑等形成表土疏松裸露，形成人工地貌，改变了地表水流的流向，增加了发生水蚀侵蚀的可能。

由于以上各种自然因素和人为因素的共同作用，导致了项目区严重的水土流失。各因素之间的关系见图 5.1-1。

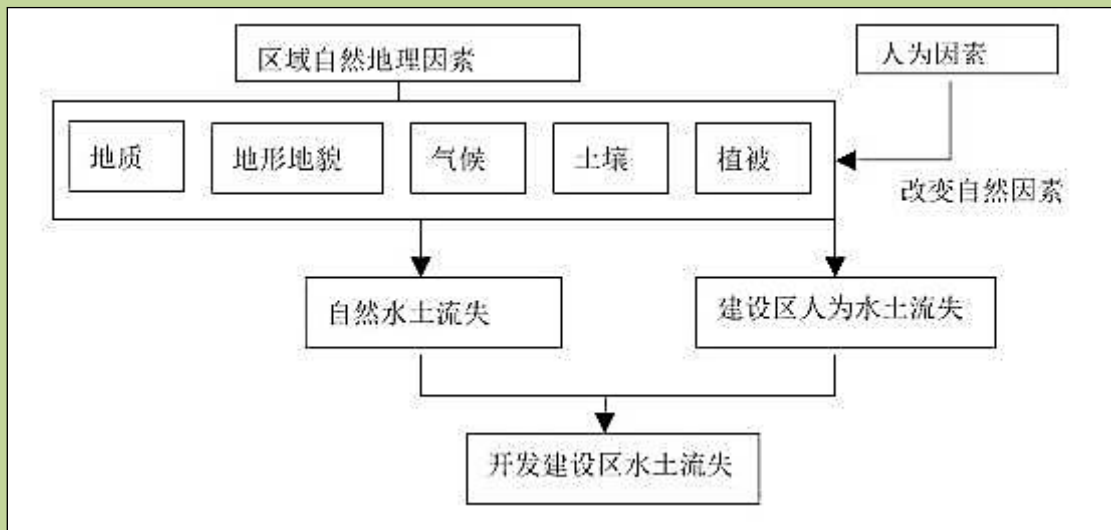


图 5.1-1 水土流失影响因素分析

5.1.6.4 对土壤侵蚀的影响分析

本区具有水土保持功能的地表原貌被破坏后，地面裸露，即使没有被冲刷，表土的温度变幅将增加，对土壤的理化性质即会有不利影响。其中，最明显的变化是有机质分解作用加强，使土壤内有机质含量降低，不利于植物生长。

另外，由于施工破坏和机械挖运，可能使土壤富集过程受阻，表现在下述方面：

①草本植物残落物积累阻断。评价区土壤肥力的维持是生物富集的结果，原有林草生物残体如植被沙结皮等提供了土壤物质循环与养分富集的基础，但施工和挖运，阻断了富集途径。

②影响了生物对灰分元素的吸收与富集。通过生物吸收使营养元素重新回到土壤中的“生物自肥”作用虽然比较微弱，而施工破坏了植被，从而阻断了“生物自肥”途径。

③阻断了生物与土壤间的物质交换

土壤理化性质的变化，直接影响到植被的重新恢复，因此要求在施工中尽量维护土壤现状，使开垦与保护土壤相结合。

施工期各类构筑物建设破坏大面积的表层土，地表扰动之后，使得地表土壤结构变化，上下土层混合，土壤肥力降低，极易发生土壤侵蚀。

5.2 生态环境影响评价

5.2.1 项目占地对生态环境的影响评价

(1) 土地利用影响评价

①项目占地对土地利用的影响分析

本项目建筑包括蒸汽吞吐 84 口水平井和 8 口直井井场，蒸汽吞吐 14 式计量配汽站 7 座，综合处理站 1 座，配套集油、注汽、供水管道及办公生活区，总用地面积为 2.6667 km²，占地主要为裸地，地表植被覆盖度较低，开发区域布局无环境限制性因素，布局合理。

②土地利用格局总体变化分析

本项目对评价区域土地利用格局影响的变化分析，我们可以看出项目的运营将使项目区的的土地利用类型由未利用地变更为建筑用地。

5.2.2 土壤环境影响评价

1、固体废物对土壤环境的影响

本项目在钻井生产过程中，废弃泥浆、岩屑进入各井场泥浆池中晾晒，待固化后就地掩埋，并对井场进行整理、平整、压实。生活垃圾将集中堆放、定期送往吐鲁番地区鄯善县生活垃圾卫生填埋场进行处理，可减少固体废物对环境的影响。

2、事故状态下对土壤环境的影响

①井喷

对本项目来讲发生井喷的概率很小，其主要原因是地层压力小。即使发生井喷，由于地层压力小，其形式仅为溢流，影响的面积不大。但由于井喷事故对土壤质量影响很大，因而必须时刻把预防井喷作为油田安全生产头等大事。

②集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔原油泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的原油量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量原油进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

类比调查结果表明：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.2.3 植物资源影响评价

1、项目占地造成的植被破坏

项目建设将在一定程度上破坏评价区内植被群落数量、分布，造成生物量减少，但不造成毁灭性破坏。且项目区大多数为裸地，因此项目的实施不会使整个评价区植物群落的种类组成发生明显变化，也不会造成某一物种在评价区范围内的消失。

在油田开发过程土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被已不复存在。本项目占地类型均为低山残丘和戈壁，永久占地面积为 0.6367km^2 。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 0.6367km^2 土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 12.77t/a ，折合 5 绵羊单位。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

2、事故排放对植被的影响

项目开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水

泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.2.4 野生动物资源影响分析

对大多数野生动物来说，最大的威胁来自其生境被分割、缩小、破坏和退化。由于油田的开发必将对野生动物的生存与繁衍产生不利影响，使其栖息地的地貌群落分布和数量发生变化，从而导致野生动物的栖息地遭到破坏，因此野生动物的正常生活会受到干扰，可能会使评价区内周边野生动物迁离原栖息地，尤其是对栖息在评价区附近的小型野生动物，如鸟类、爬行类及小型哺乳动物产生一定影响。

各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，钻探和地面施工建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散；而钻井结束后，随着人类活动和占地减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地和施工机械噪声的影响，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于本项目各岗位进行定员，原有该区域野生动物出没极少，故该项目对动物区域性

生境不产生明显影响。

5.2.5 景观现状及影响分析

如果以绿地（含林地、水面）作为同一整体分析，从绿地数量、空间分布的均匀程度及连通程度上来看，本项目区域内以自然植被为主形成节点，零星分布项目区域内。廊道普遍发育，但多缺乏绿色覆盖，本项目区内植被覆盖率低于 5%，可见，本区域内作为最适宜动植物物种生存和迁移、能够控制区域环境质量的绿地面积不仅不够大，而且分布不均匀，连通程度也很低，因此，很难发挥绿地作为物种持久生存的种群源、次种群源和生物通道的功能。

目前本项目区内，景观的控制性组份是戈壁植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道的要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区景观的稳定性较低。

5.2.6 生态影响评价结论

1、土壤

油田开发建设对土壤环境的主要影响因素是：油田开发建设过程中地面建设施工和地面建设设施如井场、道路、管线、站场等占用土地和造成的地表破坏。在钻井生产过程中，废弃泥浆、岩屑进入各井场泥浆池中晾晒，待固化后就地掩埋，并对井场进行整理、平整、压实。

若管道发生泄漏，泄漏点周围的土壤将会遭受污染影响。由于管道泄漏初期泄漏的原油量少不易被发现；待查漏发现后，可能已造成了大面积土壤环境的污染。泄漏时间越长，污染面积越大，泄漏的大量原油附着在土壤环境中，影响土壤中的微生物生存，破坏土壤的结构，增加土壤中石油类污染物，因而对土壤的污染也越严重。

2、植被

油田开发建设项目中对植被造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影

响。相对于整个开发区域而言，这两种泄漏事故均发生于一个较小的范围内，而且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

3、动物

由于本项目建设开发时期，极少动物出入该区域，故该项目对动物区域性生境不产生明显影响。

4、景观

油田建设前后的景观变化从感观上讲失去了原始性，但由于本项目占地面积就整个景观比例较小，从区域的特点来说对环境的影响不大。

5.3 运营期大气环境影响分析与预测评价

5.3.1 气象特征

本项目区域属典型的极端干旱大陆性气候，夏季酷热，冬季干冷，气候干燥，降水稀少，蒸发强烈，昼夜温差大，多风，气候分区为温带极干旱区。年平均气温 12℃，年均降水量 34.8mm，最大日降雨量 3.3mm，年蒸发量 2500mm，无霜期 190 天，降水天数不足 25 天，夏季降水量占全年的 50%，冬季降水仅占 5%。常年主导风向为 NE 向，最大风速 26m/s，平均风速 3.7m/s。

5.3.2 大气污染源分析

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

（1）油气集输挥发烃类影响

油气集输过程因挥发泄漏损失，有非甲烷总烃无组织逸散排放，主要来自采油井场、计量间、综合处理站等。本项目生产运行期采油井场烃类气体挥发为 31.5t/a，分散在多个井场。

通过预测可知，预测结果中非甲烷总烃最大占标率约为 0.65%，最大浓度落地点距离为 7439m，浓度为 31.2 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。对周围环境空气质量影响很小，基本不会改变区域现有环境空气质量。

（2）罐区挥发烃类影响

本项目综合处理站内新建 250m³ 一次沉降罐 1 座、250m³ 二次沉降罐 1 座、400 m³ 油罐 2 座（1 用 1 备），储罐均采用内浮顶罐，在油罐顶部设有呼吸孔，当收发油品或环境温度变化时，就会引起储罐的大呼吸或小呼吸蒸发损耗。经计算，储罐无组织排放量合计为 1.1t/a。对周围环境空气质量影响很小，基本不会改变区域现有环境空气质量。

（3）食堂油烟废气

本项目办公生活区内设食堂，就餐人数按按照 150 人计，油烟产生量为 0.045kg/d(15.3kg/a)，油烟机的排风量为 3000m³/h，则油烟产生浓度为 7.5mg/m³，经高效油烟净化器处理后，排放量为 0.014kg/d（3.83kg/a），油烟排放浓度为 1.88mg/m³，能够满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18438-2001）中的最高允许排放浓度限值要求。因此，运营期产生的食堂油烟废气对周围环境空气质量影响很小，基本不会改变区域现有环境空气质量。

（4）车辆尾气

油田运行期，采出液输送、修井、洗井产生的含油污水等输送均采用罐车拉运，汽车排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对局部地区环境的影响不是很大。

（5）大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2008），大气环境防护距离是指为保护人群健康，减少正常排放条件下大气污染物对居住区的环境影响，在项目厂界外设置的环境防护距离，而通过模式计算出的大气环境防护距离是以污染源中心点为起点的控制距离，并结合厂区平面布置图，确定控制距离范围，超出厂界以外的范围，即为项目大气环境防护区域。

本项目主要无组织排放的污染物是非甲烷总烃，采用大气导则推荐模式中的大气环境防护距离模式计算得出无超标点，即项目正常运行条件下，无组织排放源强占环境质量标准的最大占标率均较小，未出现超标点，无组织排放对周围环境的影响较不明显，无需设置大气防护距离。

5.4 水环境影响分析及评价

5.4.1 正常生产时对地表水环境的影响分析

(1) 采油废水

本项目建成后，采出液通过集输管线输送至联合站，废水经联合站污水处理系统处理后可达到《稠油注汽系统设计规划》(SY/T0027-2007)标准中注汽锅炉给水水质要求后回用于注汽锅炉供水，不外排。

(2) 井下作业废水

本项目洗井废水和修井废水均排入罐车内运至联合站处理，废水经联合站污水处理系统处理后可达到《稠油注汽系统设计规划》(SY/T0027-2007)标准中注汽锅炉给水水质要求后回用于注汽锅炉供水，不外排。

(3) 含盐水

软化水装置产生的含盐水暂存于含盐水暂存罐内，其水质中SS和含油量浓度可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)回注水标准要求，回注井下，不外排。

(4) 生活污水

生活污水经地埋式一体化污水处理设备处理后满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中的一级标准要求，用于站场内的植被绿化。

本项目废水对地表水环境影响较小。

5.4.2 地下水环境影响分析

5.4.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 落地油对地下水的影响分析

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往联合站进行处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。因此，修井落地油正常情况下不会对地下水产生影响。

(2) 井下作业废水对地下水的影响分析

本项目运行期，井下作业废水（修井和洗井废水）均采用罐车运至联合站处理后再回注井下，不外排。正常情况下不会对地表水造成不利影响。

(3) 生活污水对地下水影响分析

本项目场站产生的生活污水进入污水处理系统处理，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求，用于厂区绿化。

油砂矿开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境的潜在因素，如包括原油泄漏及含油污水泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。

本项目对地下水的污染主要有生产井泄漏（套外返水）、集输管线泄漏、站场储罐泄漏等，对地下水污染的主要因子为石油类，氨氮、COD 等污染物不是本项目的污染因子，故在对地下水进行分析预测时，主要预测因子为石油类

5.4.2.2 非正常情况下地下水环境影响分析

(1) 事故因素分析

①如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。

②因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏或注入液事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油或注入液溢出，对环境造成污染。但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。人为破坏等因素也可造成管道破裂，使大量原油或注入液漏出，造成环境污染。若原油或注入液直接进入地层包气带，则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

③站场原油和污水储罐在非正常工况下发生泄漏，且当罐区防渗层部分破坏的情况下，污染物可能进入地下水系统形成污染。但发生储罐泄漏时，因储罐位于地上，发生泄漏较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。

(2) 集输管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

①预测原则

遵循保护优先、预防为主的原则，结合地下水污染防治措施的基础上，对工程设计方案可能引起的地下水环境影响进行预测。

②预测范围

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致。

③预测层位

集油管线泄漏评价范围内分布的第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层透水性微弱，地下水径流滞缓，地下水补给、排泄主要以垂直交替作用为主；含水层富水性贫乏，是大气降水渗入补给下层承压水的中转站作用。

④预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)，地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目分期开发的特点，本项目单井运行周期为 3 年，3 年后蒸汽吞吐开发即结束，进行闭井，因此本次对污染发生后 100d、1000d 进行预测。重点预测对地下水保护目标及矿区边界地下水的影响。

⑤预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

⑥预测参数

根据本地区的水文地质条件和现场调查勘测，潜水地下水流速度 0.05m/d ($K=5\text{m/d}$)，区域潜水埋深为 5m~10m，潜水含水层厚度 10m；根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.01\text{m}^2/\text{d}$ ，有效孔隙度为 0.3，化学反应常数为 0。

⑦污染物运移途径分析

管道破裂事故发生后，石油类对地下水的污染过程较为复杂。当管道发生泄漏时原油通过土壤渗漏进入地下水，或通过被原油污染的补给水源途径污染地下水；由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，一但发生事故，原油会向

上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分会挥发，另一部分下渗到包气带土体。油类污染物首先进入包气带，在包气带中污染物的运移以垂向为主，所发生的过程主要包拒对流、弥散、吸附/解吸、生物降解、挥发等。当污染物穿透了包气带后就会到达地下水位面处由于油类物质比水轻，通常会聚集在地下水位面以上的毛细带中，并随着地下水的流向在毛细带中开始水平方向的扩展在这个过程中，污染物会不断地向下溶解到地下水中。一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的环境质量。

⑧预测源强

拟建油井集油管道发生泄漏，根据吉林油田多年统计数据，泄漏源强以单井产液量的 5% 计，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，故其泄漏的原油量为 4.2kg。

事故状态下污染物源强计算表见表 5.4-1。

表 5.4-1 主要危险作业场所危险有害因素表

工程项目	预测因子	单井产油量 (t/d)	渗漏损失率渗漏量 (%)	时间 (h)	原油量 (kg)	污染物排泄模式
原油集输	石油类	2.0	5	1.0	4.2	瞬时

⑨预测模型

由于本项目污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度, g/L;

C_0 —注入的示踪剂浓度, g/L;

u —水流速度, m/d;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

$\text{erfc}(\)$ —余误差函数。

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 时刻点 x, y 处的浓度, g/L;

M —含水层的厚度, m;

mM —瞬时注入的质量, kg;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度;

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 。

⑩地下水影响预测

a、预测时间为 100d 时

设定预测时间为 100d, 固定时间 100d 不同距离浓度预测解析解计算, 预测结果见表 5.4-2 及图 5.4-1。

表 5.4-2 管道破损泄漏 100d 不同距离浓度预测表

y x	-30m	-25m	-20m	-15m	-10m	-5m	0	5m	10m	15m	20m	25m	30m	35m	40m	45m
0	0.0345	0.1750	0.6920	2.1300	5.1200	9.5600	13.900	15.800	13.900	9.5600	5.1200	2.1300	0.6920	0.1750	0.0345	0.0053
5m	0.0001	0.0003	0.0013	0.0041	0.0099	0.0184	0.0268	0.0304	0.0268	0.0184	0.0099	0.0041	0.0013	0.0003	0.0001	0.000
10m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000
15m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000
20m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000	0.000

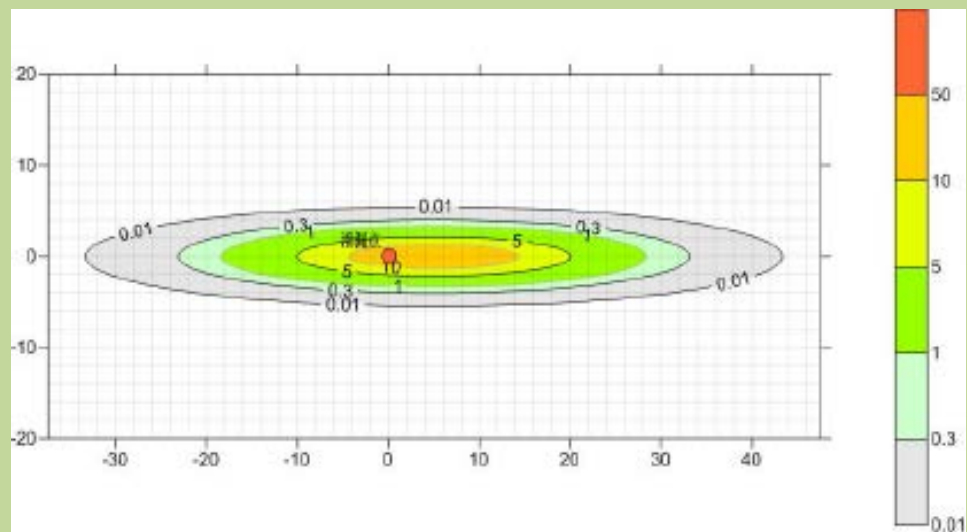


图 5.4-1 管道破损泄漏 100d 预测范围图 (单位: m, 地下水流向为横轴右方向)

由表 5.4-2 及图 5.4-1、图 5.4-2 可知，油水管道破损泄漏预测时间 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 34m 处可以满足相应标准，石油类 $\leq 0.3\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））。

b、预测时间为 1000d 时

设定预测时间为 1000d，固定时间 1000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.4-3 及图 5.4-2。

由表 5.4-3 及图 5.4-2 可知，油水管道破损泄漏预测时间 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 108m 处可以满足相应标准，石油类 $\leq 0.3\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））。

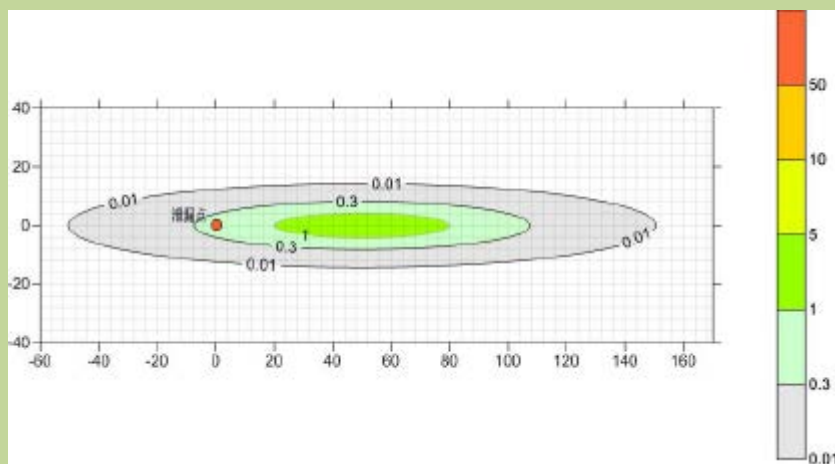


图 5.4-2 油水管道破损泄漏 1000d 预测范围图

表 5.4-3 管道破损泄漏 1000d 不同距离浓度预测表

y x	-100m	-90m	-70m	-50m	-30m	-10m	0	10m	20m	30m	40m	50m	70m	90m	100m
0	0.0000	0.0001	0.0012	0.0106	0.0642	0.2600	0.4510	0.7080	1.0000	1.2900	1.5000	1.5800	1.2900	0.7080	0.4510
5m	0.0000	0.0000	0.0006	0.0057	0.0344	0.1390	0.2420	0.3790	0.5380	0.6900	0.8020	0.8430	0.6900	0.3790	0.2420
10m	0.0000	0.0000	0.0001	0.0009	0.0053	0.0214	0.0371	0.0581	0.0825	0.1060	0.1230	0.1290	0.1060	0.0581	0.0371
15m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0009	0.0016	0.0026	0.0036	0.0047	0.0054	0.0047	0.0047	0.0026	0.0016
20m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000

(3) 生产井泄漏对地下水环境影响预测与评价

①预测原则

遵循保护优先、预防为主的原则，结合地下水污染防治措施的基础上，对工程设计方案可能引起的地下水环境影响进行预测。

②预测范围

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致。

③预测层位

本区域油水井工程钻进深度 252m 左右，根据区域水文地质条件，本项目生产井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。

④预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)，地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目特点，污染发生后 100d、1000d 或能反映特征因子迁移规律的其它重点时间节点。重点预测对地下水保护目标及油田边界地下水的影响。

⑤预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

⑥预测参数

根据本地区的水文地质条件和现场实际勘查，承压水地下水流速度 0.2m/d ($K=20\text{m/d}$)，区域承压水埋深 30m~40m，承压水含水层厚度 10~15m；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 0.8m²/d，横向弥散系数 0.06m²/d，有效孔隙度为 0.3，化学反应常数为 0。

⑦预测源强

泄漏源强以单井产液量的 5% 计，由于生产井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，本次以一次吞吐时间为最大泄漏时间，泄漏时间约为 30d，泄漏原油量约为 3000kg。

⑧预测模型

由于本项目污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于油井泄漏时不易被及时发现并处理，因此按持续泄漏点源计算。

污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C0—注入的示踪剂浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

erfc（）—余误差函数。

连续注入示踪剂-平面连续点源：

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

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

式中：x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

$C(x, y)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂质量浓度, mg/L;

M —含水层厚度, m;

mM —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;

DL —纵向弥散系数, m^2/d ;

DT —横向 y 方向的弥散系数 m^2/d ;

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数, (可查《地下水动力学获得》);

第一类越流系统井函数, (可查《地下水动力学获得》)。

$$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$$

⑨地下水影响预测 a、预测时间为 100d 时

a、预测时间为 100d 时

设定预测时间为 100d, 固定时间 100d 不同距离浓度预测解析解计算, 预测结果见表 5.4-4 及图 5.4-3。

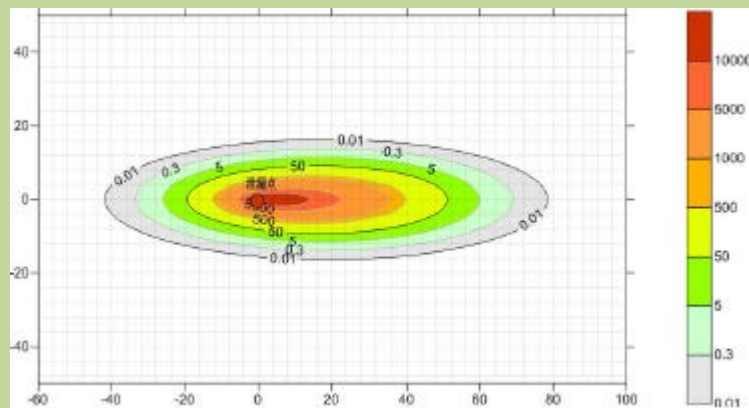


图 5.4-3 油水井泄漏 100d 预测范围图 (单位: m, 地下水流向为横轴右方向)

表 5.4-4 套管破损泄漏 100d 不同距离浓度预测表 单位 mg/L

y x	-50m	-40m	-30m	-20m	-10m	0	10m	20m	30m	40m	50m	60m
0	0.0002	0.0213	1.1700	41.3000	1100.00	85000.00	13500.0	6130.00	2110.00	469.00	63.000	4.900
5m	0.0001	0.0062	0.3030	9.3300	121.00	727.00	1470.0	1240.00	547.00	137.00	19.600	1.580
10m	0.0000	0.0002	0.0074	0.1580	1.7000	8.7200	20.700	23.500	13.300	3.9700	0.6350	0.0553
15m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0004	0.0043	0.0212	0.0524	0.0653	0.0416	0.0138	0.0024	0.0002
20m	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

由表 5.4-4 及图 5.4-3 可知，油井套管破损泄漏 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 69m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类 $\leq 0.3\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））。

b、预测时间为 1000d 时

设定预测时间为 1000d，固定时间 1000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 5.4-5 及图 5.4-4。

由表 5.4-5 及图 5.4-4 可知，油井套管破损泄漏 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 348m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类 $\leq 0.3\text{mg/L}$ （参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））。

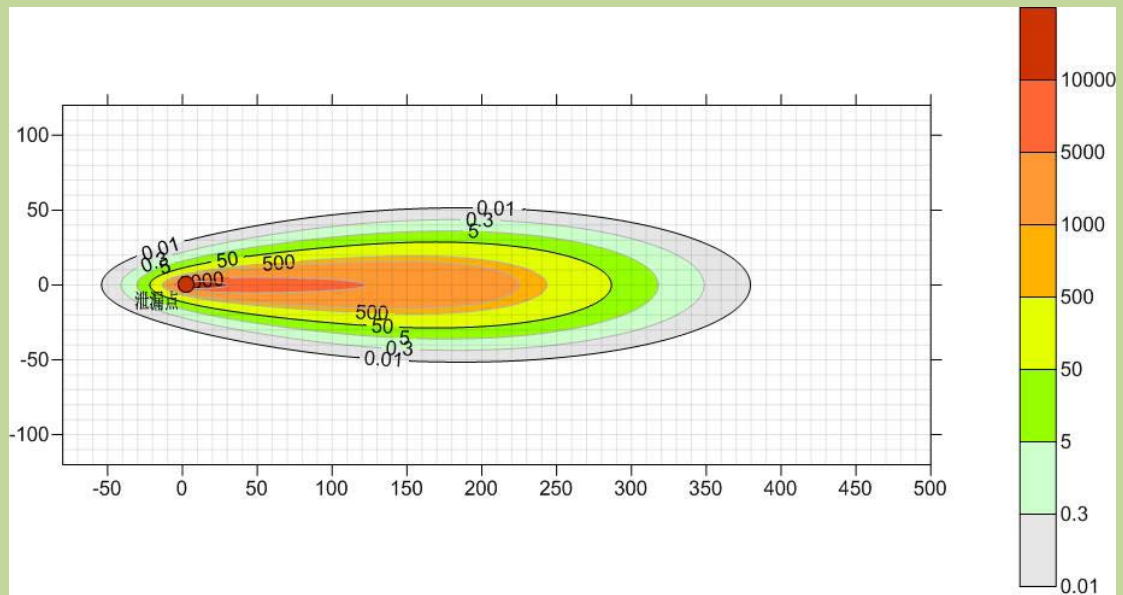


图 5.4-4 油水井泄漏 1000d 预测范围图(单位: m, 地下水流向为横轴右方向)

表 5.4-5 套管破损泄漏 100d 不同距离浓度预测表 单位 mg/L

y x	-50m	-40m	-30m	-20m	-10m	0	10m	50m	100m	150m	200m	300m
0	0.0287	0.3960	5.5800	82.6000	1380.00	67600.00	16800.0	7940.00	5630.00	4160.00	2010.00	20.000
5m	0.0187	0.2310	2.7300	29.6000	255.00	1310.00	3110.00	5150.00	4540.00	3590.00	1780.00	17.900
10m	0.0060	0.0577	0.5220	3.9300	22.9000	96.200	279.000	1620.00	2430.00	2310.00	1230.00	12.900
15m	0.0012	0.0097	0.0685	0.4150	2.0500	8.0800	25.0000	320.00	907.000	1130.00	672.000	7.4500
20m	0.0002	0.0013	0.0078	0.0417	0.1900	0.7160	2.2900	48.7000	252.000	429.000	290.000	3.4600

(4) 结论

根据输油管线破损泄漏、油井套管破损泄漏两种事故情况对地下水的预测可以看出：

油水管道破损泄漏属瞬时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着潜水地下水流向迁移距离最长为 108m。本项目评价范围内无敏感保护目标，因此本项目若发生油水管道破损对附近地下水环境无明显影响。

油井套管破损属短时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着承压水地下水流向迁移距离最长为 348m。本项目评价范围内无敏感保护目标，因此本项目若发生油井套管破损事故对附近地下水环境无明显影响。

5.5 声环境影响分析

5.5.1 噪声源确定

本项目运行期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声、注汽锅炉噪声等。主要噪声源为输油泵、水泵、抽油机、锅炉水泵等。主要声源强度见表 5.5-1。

表 5.5-1 本项目运行期主要声源强度表

序号	噪声源	发声源	声源强度	治理措施	排放强度 dB (A)
1	综合处理站	输油泵	80~85	选用低噪音设备，各种机泵置于 厂房内，并采取减振降噪措施	65~70
2		水泵	85~90		70~75
3	井场	抽油机	65~80	选用低噪音设备、设备定期维护	65~80
4		注汽锅炉	65~80		60~70

5.5.2 预测模式

预测模式选择《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)中推荐的噪声传播声级衰减计算方法及模式。

(1) 噪声级衰减模式

$$L_A(r) = L_A(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{gr} + A_{misc})$$

式中：

$L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB；

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级, dB;

A_{div} ——声波几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} ——遮挡物引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} ——空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_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 总声压级计算模式

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中:

L_{eqg} ——预测点的总等效声级, dB;

$L_{A,i}$ ——第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级, dB;

$L_{A,j}$ ——第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级, dB;

t_i ——在 T 时间内第 i 个声源工作时间, s;

t_j ——在 T 时间内第 j 个声源工作时间, s;

T ——计算等效声级时间, s;

N ——室外声源个数; M ——等效室外声源个数。

5.5.3 预测模式

本项目运行期井场噪声主要包括抽油机噪声和注汽锅炉设备的风机、机泵噪声等, 噪声源强在 75~90dB(A)。井场设备噪声影响预测见表 5.5-2。

表 5.5-2 井场设备对噪声环境影响预测结果

机械设备名称	距声源不同距离处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	250m
抽油机	64	46	39	34	31	28
注汽锅炉水泵	59	41	34	29	26	23
输油泵	64	46	39	34	31	28
水泵	59	41	34	29	26	23

本项目采用蒸汽吞吐开采, 开采、注汽和注入混合气为顺序进行, 不同时运行, 由预测结果可知, 抽油机、注汽锅炉运行期间产生的噪声在昼间 50m 以内有影响, 在夜间 100m 以内有一定影响, 但距 100m 外环境噪声基本可以满足标

标准要求。本项目矿区周围无居民区等声环境敏感目标，因此井场设备产生的噪声对项目区及周边声环境产生的影响甚微。

项目区厂界噪声预测结果见表 5.5-3。

表 5.5-3 各厂界受声点噪声预测结果

方位及时间		贡献值 (dB(A))	背景值 (dB(A))	预测值 (dB(A))	达标情况
东厂界	昼间	46.4	56.8	57.18	达标
	夜间	46.4	36.6	46.83	达标
南厂界	昼间	43.8	57.9	58.07	达标
	夜间	43.8	42.5	46.21	达标
西厂界	昼间	45.7	49.8	51.23	达标
	夜间	45.7	38.3	46.43	达标
北厂界	昼间	44.9	48.1	49.80	达标
	夜间	44.9	37.8	45.67	达标

由以上预测可知，项目投产后，本项目贡献值与背景值叠加后，其预测值可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

5.6 固体废弃物影响分析

5.6.1 项目运营期间固体废物影响分析

（1）落地油

本项目对完钻井安装了井下卸油器，在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管 and 套管），目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，清理清洁箱式修井作业平台产生的含油附着物定期运往危废暂存池进行处理，通过采取这种修井方式，大大减少了修井时原油的散落。

（2）油泥（砂）

油泥（砂）是污水处理装置和沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质。本项目运行期产生的油泥暂存于油土暂存池定期清运，定期委托有资质单位处理。

（3）废滤料

本项目污水处理设施过滤罐定期跟换产生的废滤料，属于危险废物，废滤料拆除后不在危废暂存池内暂存，更换后即刻拉运至有资质单位处理。

(4) 生活垃圾

本项目运行期站场人员生活垃圾集中清运至周边城镇的垃圾填埋场处理，避免二次污染，不会对环境产生明显影响。

5.6.2 闭矿期固废影响分析

本项目为滚动开发，待油砂矿开采基本完成后，关闭的生产井将逐年增多，各类固体废物的产生量也将逐渐减少，最终，在生产井全部关闭后，将不会再有固体废物的排放。

5.7 环境风险影响预测与评价

5.7.1 环境风险评价的目的及内容

石油工业开发生产最显著的特点是进行区域性大范围露天作业和地下开采，钻井、采油、原油处理和集输等生产过程决定了污染物的产生、分布及排放的特点。油田污染物排放以正常生产排放为主，但也存在危害工程安全和环境的危险因素，这些危险因素的存在有可能引起突发性环境事故，造成人员伤亡或环境污染。

在油田开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生原油或含油污水的泄漏事故，甚至发生火灾、爆炸等，给环境带来严重的污染。自然灾害的影响主要包括雷击、暴雨、洪水、地震等。虽然发生频率较低，但具有突然性和猛烈性，造成的污染破坏较为严重。

除自然灾害引发事故外，油田开发过程中的风险事故主要有：

- 钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；
- 注汽后可能发生井喷及输油管发生漏油；
- 油气集输和储运过程中的原油、含油污水的泄漏；
- 由于施工质量和操作不当引起的原油泄漏。

本项目事故风险评价的主要内容是对油砂矿开发、原油集输等工艺过程中存在的各种事故风险因素进行识别，并针对可能发生的主要事故对环境（包括自然

环境和社会环境)可能造成的影响进行分析、评价,以此有针对性地提出切实可行的事故应急处理计划和应急预案,以指导设计和生产,减少或控制本工程事故的发生频率,减轻事故风险对环境的危害。

根据国家环境保护行业标准《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),在确定项目环境敏感点,并对建设项目可能发生风险事故因素作一总体分析的基础上,针对本项目的特点,对其环境风险进行分析,对可能引发环境隐患的风险进行评价,提出预防措施和应急预案,从而降低危害事件发生的概率及其危害程度,使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 物质风险识别

(1) 物料风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)附录 A、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GB50844-85)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别,按照物质危险性,结合受影响的环境因素,筛选环境风险评价因子。

①毒有害物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169—2018)和《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)等判定建设项目原辅料及产品中无有毒有害的重大危险源。

②燃、易爆物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJT169—2018)、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)和《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》(安监管协调字[2004]56号)判定本项目原辅料及产品易燃、易爆物质为:采出稠油,稠油属于闪点 $\geq 38^{\circ}\text{C}$ 的可燃液体。本次风险评价主要危险物质理化性质见表 5.7-1,表 5.7-2。

5.7.2.2 生产设施风险识别

(1) 单元划分

根据本项目建设特点,本项目风险事故主要来自地面建设项目中的油气集输等工艺过程存在的各种事故风险。本项目的危险有害场所划分见表 5.7-3。

表 5.7-3 主要危险作业场所危险有害因素表

序号	名称	工艺单元	危险介质	主要危险特性
1	管线	集输管线	原油	污染土壤、地表水、地下水
2		注水管线	含油污水	污染土壤、地表水、地下水
3	综合处 理站	储油罐	原油	火灾、爆炸、中毒窒息
		沉降罐	原油	火灾、爆炸、中毒窒息
4	井喷	钻井	原油	污染土壤、地表水、地下水

(2) 重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)的规定,重大危险源的辨识依据是物质危险特性及其数量。辨识指标规定,单元内存在危险化学品的数量等于或超过标准(GB18218-2009)中规定的临界量,即被定为重大危险源。单元内存在危险化学品的数量根据物质种类的多少可分为两种情况:

- 1) 单元内存在的危险化学品为单一品种,则该危险化学品即为单元内危险化学品的总量,若等于或超过相应的临界量,则定为重大危险源。
- 2) 单元内存在的危险化学品为多品种时,则按下式计算,若满足下式的 $a =$

$$\sum (q_i/Q_i) \geq 1$$

式中, q_i 为 i 种物质的实际储存量; Q_i 为 i 危险物质对应的生产场所或储存区的临界量; $i=1 \sim n$ 。

生产场所储存危险物质的临界量见表 5.7-4。

表 5.7-4 危险物质临界量一览表

物质名称	危险化学品类别	临界量
原油 (23°C ≤ 闪电 ≤ 61°C)	易燃液体	5000t

本次评价按照井场、站场及输油管道分别划分为危险单元,根据各单元内危险物质的在线量,按照上述辨识依据对其进行重大危险源辨识。其中集输井场不设储油装置,不构成重大危险源;拟建管线最长区段范围内原油最大量为 181.92t,为非重大危险源。辨识结果详见表 5.2-5。

表 5.7-5 外输管线重大危险源辨识

单元	区段长度 km	设计压力	在线量 (t)	在线量/临界量值	是否为重大危险源
输油管线	10.3	2.5Mpa	181.92	0.036	否

5.7.2.3 风险事故发生途径分析

(1) 井喷

井喷就是当钻井钻穿高压油气层时,由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。井喷时将有大量原油和伴生气喷出,并极易发生火灾,喷出的大量烃类气体污染大气,原油覆盖植被影响其光合作用而死亡,覆盖地表污染土壤,进入地表水会造成水污染。对于本项目而言,本区域地下油藏属于油砂矿,类似于稠油油藏,开发区块属于正常压力和正常地层温度系统,油层原始能量不足,地下

油气压力小,要靠注汽驱动,没有自喷井,同时在钻井作业中采取井控措施(在钻进过程中安装防喷器),因此发生井喷的可能性极小。

(2) 伴生气泄露

正常情况下,井口存在伴生气的无组织泄漏,但不会成为环境风险,即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下,如发生井喷致使伴生气泄漏外溢,会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括:遇明火可能发生火灾或爆炸事故,造成人员伤亡、设备损坏等危害;烃类气体对人体的毒性危害,较长时间接触后,对体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目为油砂矿热采,基本不会发生井喷事故,且油田伴生气储量极少,伴生气泄漏事故造成人员伤害及环境污染的可能性较小。

(3) 油气集输

油气集输过程的事故主要有油、水管线及设备因腐蚀穿孔和施工质量问题而造成油、水泄漏。

事故发生时会有原油、含油污水溢出,对周围环境造成直接污染,泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾和爆炸事故。因管线及设备腐蚀穿孔引起的油、水泄漏事故多发生在项目投产若干年后。本项目管线均采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的高压玻璃钢管线,在运行期间内这种因腐蚀而泄漏的事故发生概

率也大大降低。

(4) 原油运输

本项目经处理后的净化原油采用罐车直接拉运外售，原油在拉运和装卸过程中，发生交通事故或泄漏导致原油泄漏的风险。本项目原油拉运车和原油运输全部由购买单位负责。

(5) 套外返水对地下水的环境风险

本项目通过采取不钻穿下部水层、封固上部水层、低温早强水泥固井和振动固井等一系列有效的措施，提高了固井质量，降低了发生套外返水的可能性。但是套外返水事故时污染物进入地下含水层，则可能造成深层地下水的污染，地下水一旦污染则很难恢复。

(6) 原油储罐火灾、爆炸及泄露

本项目新建一次沉降罐一个（规格 250m³）、二次沉降罐一个（规格 250m³）、净化储油罐 2 个（规格 400m³）。常见的泄漏主要有容器损坏和阀门泄漏，其中发生较多的是阀门泄漏，原油储罐泄漏将造成附近土壤、地表水以及地下水受到污染；如在泄漏之后遇明火则可能引发火灾、爆炸事故，会产生以下伴生/次生污染：①消防污水，发生潜在风险事故时消防废水可能含有大量的石油类物质。②燃烧烟气，火灾爆炸时产生的 SO₂、CO 和烟尘等有毒有害烟气。本项目主要针对联合站内原油储罐可能产生的环境风险影响进行预测及评价。

5.7.2.4 环境风险评价因子筛选

本项目生产过程中涉及原油和天然气均属于易燃、易爆物质，发生火灾爆炸的危险性相对较高，根据物性并借鉴同类项目火灾爆炸预测结果，火灾爆炸影响范围较小，因此本次评价将不对易燃易爆物质的环境风险进行定量模拟预测。但原油储罐和 LNG 储罐发生燃烧时次生的 SO₂、CO 影响范围和程度较大，需要进行定量模拟预测。

5.7.3 源项分析

5.7.3.1 最大可信事故设定

最大可信事故指事故所造成的危害在所有预测的事故中最严重，并且发生该事故的概率不为 0。

根据重大危险源的主要工艺参数、物质危险特性、有毒有害特性，同时结合本项目所在区域环境敏感点的特征及分布，确定环境风险最大可信事故的预测源项为：

250m³ 原油二次沉降罐发生罐底泄漏，罐底溢出原油覆盖整个防火堤隔堤内，并引起隔堤面积内的大面积火灾燃烧，火灾持续 180 分钟得到有效控制，燃烧烟气中次生的 SO₂、CO 对周边环境产生影响。

5.7.3.2 事故源项设定

(1) 沉降罐泄露

假设 250 立方米沉降罐发生罐底泄漏，罐底溢出原油覆盖整个防火堤隔堤内，并引起隔堤面积内的大面积火灾燃烧，原油密度 950 千克/立方米，平均含硫量 S=0.09%。隔堤液池面积为隔堤面积与储罐底面积之差，按下式计算：

$S=AB-\sum Si,j$ ，式中：

S—液池面积，m²；

A、B—防火隔堤长、宽，m；

Si,j—围堤内储罐底面积，m²；

液池等效半径计算公式： $r=\sqrt{\frac{S}{\pi}}$

原油储罐液池面积为 $40 \times 40 - 3.14 \times (21/2)^2 = 1253.8\text{m}^2$ ，液池等效半径为 19.98 米。

根据煤炭工业出版社《安全评价》，原油的沸点高于环境温度，因此，其燃烧速度可根据下式进行计算：

$$m_f = \frac{0.001H_e}{C_p(T_b - T_a) + H}$$

式中：

mf—液体单位表面积燃烧速度，kg/(m²·s)；

HC—液体燃烧热；原油取 $49.5 \times 10^6\text{J/kg}$ ；

Cp—液体的比定压热容；原油取 $2072\text{J/(kg} \cdot \text{K)}$ ；

Tb—液体的沸点，原油取 473K；

Ta—环境温度，本项目计算取 293K；

H—液体在常压沸点下的蒸发热（气化热），本项目原油取 $474 \times 10^3 \text{J/kg}$ 。计算得原油的燃烧速度为 $58 \text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ 。

(1) CO 产生量估算

一氧化碳产生量的计算公式：

$$G_{\text{CO}}=2330qCQ$$

式中：

G_{CO} ——CO 的产生量，kg/s；

C——物质中碳的含量%；取 85%；

q——化学不完全燃烧值，取 5%；

Q——参与燃烧的物质质量（t/s）。

(2) SO₂ 产生量估算

$$G_{\text{SO}_2}=2BS\%$$

式中：

G_{SO_2} ——SO₂ 的产生量，kg/s；

B——参与燃烧的物质质量，kg/s；

S%——物质含硫量，根据可研本项目原油取 0.1%。

经计算，本项目原油储罐火灾爆炸事故大气污染源数据见表 5.7-6。

表 5.7-6 本项目原油储罐泄露发生火灾燃烧烟气预测源强一览表

事故类型	防火堤内流散火灾
质量燃烧速率 $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$	0.058
燃烧面积 (m^2)	1253.8
CO 的源强 (kg/s)	7.2
SO ₂ 的源强 (kg/s)	0.145
源强高度	≤15
排放温度 (°C)	800-1000
燃烧时间 min	180

5.7.3.3 最大可信事故概率

根据《环境风险评价实用技术与方法》中统计数据，目前国内石油化工装置典型事故风险概率在 1×10^{-5} 次/年左右，类比调查结果，确定本项目生产装置环

境风险事故概率为 1×10^{-5} 次/年。

5.7.4 风险事故环境影响预测与评价

5.7.4.1 风险事故对环境空气的影响分析

(1) 预测因子

根据风险识别结果，确定环境风险影响预测评价因子如下：

原油储罐着火次生的 SO_2 、 CO 和 LNG 储罐着火次生的 SO_2 、 CO 。

(2) 预测范围

本次环境风险影响评价范围确定为项目厂区周边 5 公里范围内的区域，评价范围内敏感保护目标分布情况见图 2.6-1。

(3) 预测模式

环境风险预测模式采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)推荐的多烟团大气扩散模式，计算不同气象条件下原油储罐火灾事故燃烧烟气 SO_2 、 CO 在下风向上的地面污染浓度。烟团模式如下：

$$C(x, y, o) = \frac{2Q}{(2\pi)^{3/2} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \exp\left[-\frac{(x-x_o)^2}{2\sigma_x^2}\right] \exp\left[-\frac{(y-y_o)^2}{2\sigma_y^2}\right] \exp\left[-\frac{z_o^2}{2\sigma_z^2}\right]$$

模式中的符号意义、参数取值执行《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004) 规定要求。

(4) 预测内容

污染物扩散到达半致死浓度、伤害浓度、车间最高允许浓度的范围，以及到达主要环境敏感点处的浓度。

(5) 事故气象条件

在计算大气污染物扩散对环境的危害程度及范围时，不仅要考虑事故发生概率、大气污染物排放速率、大气污染物毒性指标，还应考虑项目所在地不利气象条件出现的概率及下风向的人口分布。

对扩散起决定作用的气象条件主要包括风速、风向、大气稳定性和气温等。风频最大风向和次风向的下风向出现污染的几率比其他方位下风向侧出现污染的几率要大得多。综合考虑本项目所在地气象条件及出现频率，确定大气风险预测的不利气象条件为：

1) 静风(0.5 米/秒), D、F 类大气稳定度条件下, 事故排放的污染物对周边大气环境及关心点方向的浓度分布情况。

2) 风速为 1.5 米/秒时, D、F 类大气稳定度条件下, 事故排放的污染物对周边大气环境及关心点方向的浓度分布情况。

(6) 预测结果

各不利气象条件下, 原油储罐罐底泄漏, 发生火灾次生 SO₂、CO 气体扩散浓度计算结果见表 5.7-7~8。

表 5.7-7 不同气象条件下防火堤内池火灾事故 CO 的预测

气象条件	风速 0.5m/s, D 稳定度	风速 0.5m/s, F 稳定度	风速 1.5m/s, D 稳定度	风速 1.5m/s, F 稳定度
最大落地浓度 (mg/m ³)	4297.2	2107.6	8014.7	12330.6
最大落地浓度出现距离 (m)	35.1	88.4	15.7	16.5
半致死浓度 LC50 出现距离 (m)	93.6	102.3	153.0	257.3
IDLH 浓度出现距离 (m)	107.1	144.8	200.1	348.5

表 5.7-8 不同气象条件下防火堤内池火灾事故 SO₂ 的预测

气象条件	风速 0.5m/s, D 稳定度	风速 0.5m/s, F 稳定度	风速 1.5m/s, D 稳定度	风速 1.5m/s, F 稳定度
最大落地浓度 (mg/m ³)	86.5	42.4	161.4	248.3
最大落地浓度出现距离 (m)	35.1	88.4	15.7	16.5
半致死浓度 LC50 出现距离 (m)	-	-	-	-
IDLH 浓度出现距离 (m)	-	-	-	-

由预测结果可知:

堤内池火灾事故产生的 CO 在各类气象条件下, 以事故源为圆心: F 类稳定度、风速为 1.5m/s 的气象条件下 CO 风险事故落地浓度最大, 为 12330.6mg/m³, 出现在距事故源 16.5m 处, 半致死浓度 (LC50) 出现距离为 275.3m, IDLH 浓度出现距离为 348.5m。

堤内池火灾事故产生的 SO₂ 在各类气象条件下, 以事故源为圆心: F 类稳定度、风速为 1.5m/s 的气象条件下 SO₂ 风险事故落地浓度最大, 为 128.2mg/m³, 出现在距事故源 16.5m 处, 未出现半致死浓度 (LC50) 和 IDLH 浓度。

在 CO 和 SO₂ 半致死浓度 (LC50) 和 IDLH 浓度出现范围内, 均无集中固

定居民区分布。

5.7.4.2 风险事故对地表水环境的影响分析

本项目生产废水全部处理后回用于注汽锅炉，不外排，对环境基本没有影响。本项目在正常生产期间，在采取清洁生产方式修井平台和安装泄油器等，回收全部落地油后，不再向土壤环境排放落地油；另外在遭遇特大暴雨期间，会采取暂停生产，并清理井场，清空管线内原油等风险应急措施，进一步降低了本项目的风险事故概率，降低了对地表水体的影响程度。

原油泄漏对地表水环境的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是原油或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。本工程评价范围内无地表水体，原油泄漏对地表水体影响较小。

5.7.4.3 风险事故对地下水的影响预测

(1) 管道泄漏

油水管道破损泄漏属瞬时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着潜水地下水流向迁移距离最长为 108m。本项目若发生油水管道破损对地下水环境影响甚微。

(2) 套外返水

油井套管破损属短时泄漏，1000d 后石油类污染物沿着承压水地下水流向迁移距离最长为 348m。评价范围内无敏感保护目标，油井套管破损对敏感目标影响较小。

(3) 储罐泄露

储油罐破损泄漏属瞬时泄漏，3000d 后石油类污染物沿着潜水地下水流向迁移距离最长为 330m。本项目评价范围内无敏感保护目标，因此本项目若发生储油罐破损对环境无明显影响。

5.7.4.4 风险事故对生态环境影响分析

(1) 对土壤环境的影响

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但原油对土壤的污染仅限于有原油覆盖或

洒落的地区，而且主要对表层 0~20cm 土层构成污染。一般来说，土壤对石油有自净作用，自净率可达 50%左右，但其浓度超过临界土壤容量时，则对植被造成危害性影响。

(2) 对植物的影响

原油泄漏后，当土壤石油类浓度超过临界土壤容量时，对植物的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物叶片表面将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡；含油污水中油浓度不高时（几十毫克/升），对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百毫克/升以上）可影响植物生长，因此，就土壤—植物生态系统而言，原油泄漏事故造成的影响一般比较显著。

本项目各区块内现状为裸地，本项目原油泄漏对植被影响极小。

5.7.5 环境风险事故预防和处理措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都必须采取必要的预防措施，避免事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和强化环境管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

5.7.5.1 设计生产中采取的预防措施

(1) 固井：容易破坏地下水水层的封闭性，使油层污染地下水，为了防止地下水窜水层，保证地下水的封闭性，每口井的套管均下深至水层以下，并上返至地面，可以解决应固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证了油层中的流体与水层和其它地层隔绝，防止污染第四系水层，有效的保证了地下水层的封闭性，确保油气水不上串，不污染地表水层。

(2) 原油或含油污水泄漏：应进行腐蚀监测并定期检漏，一旦发现问题及时处理；应提高固井质量并对油田区内的地下水定期监测以检查是否受其污染；对施工人员进行专业培训，提高施工质量，杜绝因人员操作失误而造成的事故发生，特别是对于管线衔接处的焊接质量应该格外注意，杜绝假焊、开焊等现象。

当出现原油集输管线因各种原因而泄漏时，必须采取必要的处理措施：

①当出现集输管线原油泄漏时，应立即关闭阀门，降低管内压力并减少原油漏失量；

②及时处理泄漏事故，减少处理时间；

③尽快清理泄漏后产生的油土，特别要避免油土在雨季放置时间过长。

(3) 在油气集输和回注水管线经过的人群居住区以及生产活动频繁区，设置警示标志，防止人群活动对管线的无意破坏。

(4) 套外返水：套外返水事故可能会影响地下水水质，因此要采取严格的措施，加强施工管理，将表层套管下到水层以下，水泥套管上返至井口，坚决杜绝套外返水事故发生。

(5) 烃类气体泄漏：为减少烃类气体的漏失，本项目采用密闭集输流程，强化环境管理，加强油气集输管道的设备管理，合理使用、定期检查、计划检修，发现事故苗头及时处理、扼制，保证密闭式集输流程正常、稳定运行。另外要提高烃类气体综合利用水平以减少烃类气体排放。

(6) 人为破坏：在有油气集输管线经过的人群居住区及生产活动频繁地区设立管线标志，防止人类活动对管线的无意破坏；加强管线的巡护和管理，定期检查；对附近村民经常进行防盗教育。

(7) 自然灾害：与当地气象部门取得联系，在暴雨到来引发洪水之前，提前关闭松花江沿岸的所有油井，并对油井加强监控、防止风险发生。

(8) 站场（接转站、联合站）风险防范措施：

①安全组织措施

总厂安全工作实行各级负责制，贯彻“纵向到底，责任到人，横向到边，职责到位”的原则，各级行政负责人和各职能部门在各自工作范围和安全管理责任区域内，按照“谁主管，谁负责”的原则，对安全生产负责，并向各自上级负责。

②建立健全的安全环境管理制度

a.制定和强化健康/安全/环境管理制度，并严格予以执行。

b.严格执行我国有关劳动安全、环保与卫生的规范和标准，在设计、施工和运行过程中必须针对可能存在的不安全、不卫生因素采取相应的安全防卫措施，

消除事故隐患，一旦发生事故应采取有效措施，降低因事故引起的损失和对环境的污染。

5.7.5.2 风险事故预防和处理措施

(1) 合理安排施工期：建议钻井施工时间尽量安排在冬季或汛期前，在此期间遭遇暴雨和洪水的几率极小，在施工结束后，及时清理钻井井场、平整井场。

(2) 组织专门的原油泄漏应急处理队伍，在事故发生后，能够立即出动进行处置。在汛期密切注意水位变化情况，一旦发现低洼处井场被淹没的现象，应全面停止区块内的采油生产，并对各个井场进行检查和清理，最大限度的降低洪水发生时对附近地表水的影响。

(3) 一旦发现套返井和套变井等突发性事故，要及时解决，停井并处理事故，通报可能受到危害的地区和单位，以便使可能受到危害的地区有一定时间采取应急防护措施，避免造成更大的危害。

(4) 集输管线泄漏：对输油管线，应采用适宜油品特性的内防腐材料，外防腐应保证施工质量，不能裸露管线，焊口完工后更要做好防护保温层。在特殊地域内要按不同状况做好技术施工处理，加强防护，预防输油管线破裂造成原油泄漏。管道泄漏后应及时将含油土回收并处理，尽量减少油类对土壤的污染；减少含油土停留时间，以免在大雨条件下对附近水体的污染。①加强事故风险防范措施。出现原油泄漏事故后，除立即关闭管道进行堵漏外，应及时清运泄漏处的油土。一方面缩短污染附近土壤的时间；另一方面减少了油土在地面的停留时间，从而也减少了原油随雨水下渗而污染地下水的机会。同时及时清运油土，减少其在事故地点的停滞时间，也可避免在大雨、大水条件下，原油随地表径流进入附近水域污染水体事故的发生。可见，在原油泄漏事故后，立即清运油土是减轻事故污染的最重要措施之一。另外加强管线的防腐保温措施和日常巡护工作也可有效地防止管线发生泄漏事故。

②加强管道防腐保温措施。加强管线的防腐保温措施，既可以防止发生原油泄漏事故，又可以减少原油输送能量消耗，减少加热炉燃料消耗。本项目拟建管线不仅外层均采取了一系列合理有效的防腐、保温、防水、防静电措施，并且对各穿越点根据其各自特点均采取了特殊的防护措施。道路穿越点处输油管线外

应套有 $\phi 1000$ 的钢筋混凝土管，输油管线外套有 $\phi 529\times 7$ 的螺纹钢管（其外层有防腐绝缘层）。

③强管道的日常巡护工作，发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗油的发生也就等于避免原油泄漏对土壤的污染。

(5) 开发运行过程中应加强对可能发生的风险事故进行监控，及时发现可能出现的事故，并采取有效的防治措施的情况下，一旦发生套外返水等事故时，除立即对油井或注水井止水封井外，还应停止受污染水源井的使用，采取有效的防治措施，使其污染过程转化为不连续的排放，可减轻污染程度，重要的是“源强”减少，遏制排放污染，加强科学管理，则有可能完全避免。设立临时地下水监测点，在水质满足饮用标准后再供水。

本项目为了避免分散式水源井发生风险事故应及时采取了相应的工程措施和管理措施，如表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证油层中流体与水层和其他地层隔绝，防止对水层污染，有效保证地下水层的封闭性；固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。通过上述措施的防控，可降低风险工况下对上述村屯地下水饮用水源的影响。

(6) 分离废水运输罐车在运输途中，要严格按照规定路线行驶，严禁超速。加强对驾驶员的安全教育和运输车辆的安全检查，使从业人员具有高度责任感，使车辆处于完好的技术状态。

车辆一般应安排在交通量较少时段通行，在气候不好的条件下应禁止其上路，从而加强对运输车辆进行有效管理。事故发生后应采取应急措施，对泄漏废水作出尽快处理，严格控制废水的扩散，降低对环境及人员的危害。

5.7.6 风险事故应急预案

依据《国家突发环境事件应急预案》的相关要求，针对本工程提出《突发环境事件应急预案》的原则和总体要求，事故分类、应急预案分级、事故应急救援措施及应急培训与演练等方面提出原则性的要求，作为建设单位在本项目正式投产前制定《突发环境事件应急预案》的管理、技术依据。

5.7.6.1 应急预案体系

建议建设单位分层次制定《突发环境事件应急预案》，共分为 4 个层次：①

总体应急预案。《突发环境事件应急预案》是应急预案体系的总纲，是项目部为加强日常应急管理和应对突发环境事件而制定的规范性文件。为专项应急预案和基层单位应急预案制定提供指导原则和总体框架。

②专项应急预案。主要应对某一类型或几种类型突发环境事件，重点解决特定突发环境事件的应急处置，是总体应急预案的支持性文件。

③基层站队应急预案。基层站队针对本单位突发环境事件类别制定的现场应急处置程序。

④岗位应急处置措施。针对岗位运行或操作过程中可能出现的异常情况及生产安全事故，规定的由岗位员工在第一时间内所采取的应急处置措施。

根据实际需要和形势变化，当发生重大、特大级环境污染事故时须先向地方政府及省环保部门报告，同时向同级政府报告，政府根据实际情况启动相应地方应急预案。

5.7.6.2 分级响应

(1) 一般、较大事故响应程序

①领导小组接到事故报警后，立即下达命令启动应急响应，组织处理，并报相应环保应急部门及同级政府。

②进行现场确认，查找污染源，对事故类型、发生时间、地点、主要污染物、影响范围、程度等基本情况初步调查分析，形成初步意见并及时向上级反馈。安全生产科负责人立即组织人员做好分析检测工作，提供科学依据。其他相关部门与事故发生单位共同做好污染源治理工作，及时切断污染源。

③领导小组根据事态发展情况及时向上级主管部门汇报，并及时召开碰头会，根据实际情况，调整救援方案。布置设立警戒和做好人员疏散工作。

④在污染事故现场处置妥当后，向上级部门进行速报。

(2) 重大、特大环境污染事故响应

①立即向省市环保部门报告，同时向同级政府报告，省、市、地方政府政府根据具体情况启动县（镇）级突发环境事件应急预案；同时省市环保中心根据污染情况调动各应急相关部门、污控处以及吉林省环境监测中心等相关部门，同时项目部应急小组立即启动内部应急预案。

②对现场进行调查取证，设法查找污染源，有针对性地开展应急救援工作，并将相关技术数据和处理方法等形成初步处理意见报领导小组及上级主管部门。

③配合上级应急有关人员及专家，及时召开碰头会，并在确保人员安全的前提下紧急处理，防止污染进一步加剧。配合现场警戒疏散组做好人员疏散、现场隔离，伤员救护工作。如果事故难以控制应通过领导小组立即向政府及有关部门报告。

④污染事故基本控制稳定以后，领导小组应根据有关专家意见迅速开展处置工作。

5.7.6.3 井喷突发事件的处置

一旦钻井现场发现溢流、井涌、井喷等情况应采取如下程序：

(1) 井场作业人员一旦发现溢流、井涌、井喷的险情，应立即报告当班司钻，司钻按照井控条例，立即发出井喷报警信号，各岗位听到报警信号后迅速赶赴指定集合点，听从司钻的统一指挥，按照井控实施细则要求迅速控制井口，同时场地工立即报告钻井工程师和应急领导小组。

(2) 听到报警信号后，应急小组迅速赶赴现场，落实关井情况，研究处理措施，营区其它人员迅速到集合地点待命。应急小组组长将情况通报各方监督和公司应急小组。井场人员按照井控实施细则进行压井作业，溢流关井后，将配制的压井液直接泵入井内，在一个循环周内将溢流排除。

(3) 一旦井喷失控，应急小组要立即组织全体员工撤离，疏散到安全区。立即通知可能受到威胁的单位和人员撤离危险区，同时向地方部门通报情况。按以下程序进行井喷失控的处理：

①井喷失控后，立即切断井场电源，停掉所有柴油机、停炉，严禁一切火源。

②立即报告上级钻井井控应急小组，油田分公司主管部门和地方政府有关部门，以及相关的救助部门。

③测定井口周围及附近天然气、CO₂等有毒有害气体的浓度，划分安全范围。根据险情发展势态，对危险区域进行控制，通知可能受到危害的人员撤离。

④通知当地消防部门迅速赶到现场实施救助，用消防水枪向油气喷流和井口周围大量喷水，同时钻井队尽快由四通向井口连续注水，防止着火和保护

井口。

⑤在确保抢险人员安全的前提下，将易燃易爆物品拖离危险区，清除井口周围和抢险通道上的障碍物，并尽可能抢救其它物资和设备。

⑥若发生天然气井喷失控着火，现场施工人员迅速撤离到安全地方。

⑦制定抢险处理方案，组织实施抢险作业。

(4) 井喷险情解除后，应急小组应上级部门汇报，并编写出险情报告。

5.7.6.4 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，配备相应的专业防护装备，采取安全防护措施，严格执行应急人员出入事发现场程序。

(2) 受灾群众的安全防护

现场应急救援指挥部负责组织群众的安全防护工作，主要工作内容是：①根据突发环境事件的性质、特点，告知群众应采取的安全防护措施；②根据事发时当地的气象、地理环境、人员密集度等，确定群众疏散的方式。

5.7.6.5 应急终止

(1) 应急终止的条件

事件现场得到控制，事件条件已经消除；污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；事件所造成的危害已经被彻底消除，无继发可能；事件现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；采取了必要的防护措施以保护公众免受再次危害，并使事件可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平。

(2) 应急终止的程序

现场救援指挥部确认终止时机，经应急指挥领导小组批准；现场救援指挥部向所属各专业应急救援队伍下达应急终止命令。

(3) 应急终止后的行动

部门及突发环境事件单位查找事件原因，防止类似问题的重复出现。

对应急事故进行记录、建立档案。并根据实践经验，组织有关类别环境事件专业部门对应急预案进行评估，并及时修订环境应急预案。

参加应急行动的部门负责组织、指导环境应急队伍维护、保养应急仪器设备，

使之始终保持良好的技术状态。

5.8 清洁生产分析

5.8.1 推行清洁生产的意义

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。清洁生产对提高企业的科学管理水平、降低原材料和能源资源的消耗、减少污染物的产生量及排放量、减少污染物的处理费用、促进技术进步、提高职工素质、改善操作环境、提高效率、树立企业形象、扩大企业的影响方面都有着重大意义。

5.8.2 清洁生产的意义与主要内容

对于石油天然气开发行业来说，由于是开采地下资源，原油的组成和性质取决于地质因素，非企业本身所能控制；而且石油、天然气工业的勘探、开发工艺已比较成熟。所以从改变原料与工艺方面防治污染和节约能源，其难度较大；目前国外石油、天然气开发行业在清洁生产方面更强调减少排污和循环回用，即尽可能使产生的污染物得到再生（Reuse）和循环（Recycle），从技术上减少污染物外排量。

清洁生产评价主要包括清洁的能源、清洁的生产工艺和清洁的产品三方面。

（1）清洁的能源

常规能源清洁利用；

使用清洁能源；

可再生能源利用；

新能源开发；

各种节能技术等。

（2）清洁的生产过程

尽量少用、不用有毒有害的原料；

无毒、无害的中间产品；

减少生产过程的各种危险性因素，如高温、高压、易燃、易爆等；

少废、无害的工艺和高效的设备；

物料的再循环利用；

简便、可靠的操作控制；

完善的管理。

（3）清洁的产品

节约原料和能源，少用昂贵和稀缺的原料；

利用二次资源作原料；

产品在使用过程中以及使用后不含危害人体健康和生态环境的因素；

易于回收、复用和再生；

合理的使用功能和寿命期；

产品使用后易处置、易降解。

5.8.3 工艺技术合理性分析

通过对本项目开发工程的全过程分析和同类油田的类比调查结果，本工程清洁生产的特点主要体现在以下几个方面。

（1）注蒸汽采油：拟建项目开发特点是采用热吞吐-蒸汽驱方式工艺采油。由于拟建项目原油粘稠度大，地层压力低，影响原油产量，因此采用蒸汽注汽-焖井，蒸汽吞吐生产内第三轮吞吐后进行混合气驱，尽量提高锅炉蒸汽干度和井底蒸汽干度，蒸汽开发采油工艺，有利于提高原油采收率。

（2）作业产生的废水全部有效回收进系统，采出污水经处理后回用，不但避免了污水外排造成的环境污染，同时可节约水资源；

（3）热采井采取定深完钻，不破坏下面的水层，杜绝了底水上窜的问题。

（4）新钻热采井上部采用预应力隔热套管，降低温变，实现上部水层防热窜二次封固。表套加深到水层下部，先期封固水层。

（5）采用低温早强固井技术，应用扶正居中、紊流替净等成熟技术。在下套管后注灰顶替过程中，采用机械振动形成水力冲击，产生振动波作用于固井液来提高固井质量。

(6) 井场注汽锅炉、混合气注入设备、站场的加热装置全部采用天然气为燃料，清洁环保；

(7) 新建的油水井尽量布设丛式井平台，本项目丛式井占 100%，节约投资，减少占地；

(8) 各类机泵集中在室内布置，并采用防震降噪等措施；

(9) 场站设置事故罐及站外事故池，发生事故时保证油水不外排。

5.8.4 清洁生产措施

(1) 减少施工临时占地，尽量限制施工设备、堆料场、施工营地等临时占地面积；

(2) 埋设各类管线时采用新型控制器，根据管径的大小做到尽量窄控。土壤分层开挖、分别堆放，按原土层回填平埋；

(3) 道路施工取土时，先将表土推开，取土后再覆盖于取土坑表面和路基边坡，施工结束时将表土回填；

(4) 各类施工结束后要及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场、清运施工废料等固废及生活垃圾；

(5) 施工结束后对施工临时占地进行生态恢复，管道、井场以自然恢复为主，道路两侧、场站周围进行绿化；

(6) 施工现场适当洒水，大风天气增加洒水次数；

(7) 生产井作业包括洗井、换泵等，潜在污染物主要是落地原油、作业污水、洗井废水等，且主要集中在井场周围。本项目生产井井下作业产生的污水全部作业污油污水回收装置和洗井水回收装置回收进系统，洗井水不外排；油井清洗废水直接进入集输系统，不外排。

5.8.5 清洁生产水平分析

本项目与《清洁生产技术要求-石油天然气开采业-稠油开采》（HJ/T××-2002征求意见稿）》中提出的清洁生产技术要求对比见表 5.8-1。

表 5.8-1 清洁生产指标对比分析与指标要求

石油天然气开采业——稠油开采清洁生产技术要求内容 清洁生产指标等级	一级	二级	三级	现有开发区快
一、生产工艺与装备要求				
1.使用的钻井液	可生物降解的钻井液	水基钻井液	油基钻井液	二级
2.井控装置	具备	具备	具备	一级
3.防止井场落地原油产生的措施	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施	一级
4.原油集输流程	密闭, 并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭	二级
二、资源能源利用指标				
1.采油耗新鲜水, t/t 原油	≤3.0	≤5.0	≤7.0	三级
2.采油综合能耗, kg 标煤/t 采出液	≤20	≤60	≤130	三级
三、污染物产生指标(末端处理前)				
1.钻井废水, t/100m 进尺	≤10	≤30	≤70	一级
2.钻井废弃泥浆, t/100m 进尺	≤1.0	≤2.0	≤6.0	三级
3.落地原油, kg/t 原油	≤1.0	≤2.0	≤5.0	一级
四、废物回收利用指标				
1.采油废水回用率, %	≥95	≥70	≥40	一级
2.钻井泥浆循环率, %	≥95	≥80	≥50	三级
五、环境管理要求				
1.生产管理	对能源资源消耗和污染	能源资源消耗实行定额管	能源资源消耗实行定额	二级

石油天然气开采业——稠油开采清洁生产技术要求内容 清洁生产指标等级	一级	二级	三级	现有开发区快
	物产生实行严格的定额管理，考核机制健全	理，考核机制健全	管理	
2.环境管理制度	通过ISO14001环境管理体系认证	建立并运行健康、安全和环境(HSE)管理体系	环境管理制度完善、原始记录及统计数据齐全	二级

从上表可以看出，琼坎儿孜油砂矿项目符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产基本水平，个别指标达到国内清洁生产先进水平，整体清洁生产水平为国内一般。

5.8.6 清洁生产结论与建议

综合上述分析，因油田为超稠油藏的特殊情况，在开采中需要油井注汽及油井伴热，需消耗较多的热量，造成项目的能耗高于国内集输处理单位综合能耗平均值，建设单位以来重视环保管理工作，在琼坎儿孜油砂矿项目中积极采取先进工艺，加强建设及运营期间的管理，工艺技术较先进，个别指标达到国内清洁生产先进水平，项目整体达到国内清洁生产企业水平。

5.9 总量控制

项目大气污染物主要为非甲烷总烃；生产废水循环利用，不外排；生活污水经排水管道收集汇流至生活污水处理站，处理达标后夏季用于矿区绿化和道路降尘，冬季贮存自然蒸发；本项目油砂油储罐、沉降罐“大、小呼吸”，本项目总量控制指标建议为：VOCs：32.6t/a。

6.环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 施工期扬尘

在钻前准备过程中，预选井位首先要进行施工场地平整，堆放钻井所需的水泥等物料，管线施工需进行管沟开挖。如在大风天施工，会产生扬尘。应避免在春季大风季节以及夏季暴雨时节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地的暴露时间，遇有大风天气时，应避免进行挖掘、回填等大土方量作业或采取喷水抑尘措施。

(2) 钻井柴油机烟气

施工时各种机械设备应选用尾气达标设备，柴油机和柴油发电机需要的燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油，严格控制其烟气的排放量及排放浓度。

(3) 车辆尾气

施工车辆定期进行汽车尾气监测，应选择尾气达标排放车辆。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

本项目施工期排放的废水主要为钻井废水、试压废水和施工人员的生活污水。

① 钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水及废弃泥浆含水的统称，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有石油类、COD 等。本项目采用随钻处理技术，施工期产生的钻井废水与废弃泥浆一起进入随钻处理系统，处理后的分离废水部分在井场循环使用，剩余部分通过罐车拉运至综合处理站污水处理系统。

完钻生产井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量完井废水。井场产生的少量完井废水与废弃泥浆一起排入随钻处理系统。

根据全国污染源普查系数 $\leq 2.5\text{km}$ 进尺普通油井钻井作业产排污系数，计算

得出本项目单井钻井废水产生量为 28.2m^3 。本项目新钻井数为 84 口，钻井废水总产生量为 2368.8m^3 。钻井废水经分离后部分回用于井场，用于泥浆配制，回用量约占总量的 3%，剩余分离废水量约 2297.7m^3 ，使用装罐车运送到综合处理站的污水处理系统进行处理，出水水质达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中主要指标后回用于电蒸汽锅炉供水。

②试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。本项目集油支干线总长度 2km，采用分段试压，分段试压用水最大量约为 26m^3 。本项目开采为滚动开发，内部集油和供水支线为分段建设，分段试压，由于每段支线长度较短，因此单次试压用水量较小。管线试压废水排入罐车内，拉运至综合处理站污水处理系统，处理后回用。

③生活污水

本项目井场分 3 年建设，施工期较长，总施工时间约 600 天。一般每个钻井队 30 人（现场 15 人），按每人每天排放废水 $0.05\text{m}^3/\text{d}$ 计，则整个施工期的生活污水产生量为 900m^3 ，废水中主要污染物为 COD、 BOD_5 、氨氮、SS 等，浓度分别为 COD: 350mg/L ， BOD_5 : 170mg/L 、氨氮: 25mg/L 、SS: 200mg/L ，拟排入移动防渗旱厕，钻井结束后均及时填埋，不会对环境造成污染。

6.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 采用低噪声机械设备和运输车辆，使用过程中经常检修和养护，保证其正常运行。

(2) 噪声较大的设备应采取一定的吸声、消声、隔声、减振等措施，同时其操作人员应该采取必要的防护措施。

(3) 合理安排施工作业时间，控制高噪声设备的作业时间，由于项目区周边无声环境敏感点，因此仅考虑对项目区施工人员夜间造成影响。

(4) 施工区噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中有关限值要求尽量采用低噪声机械设备，限制施工噪声的污染。

(5) 加强施工机械的维修保养，避免施工机械故障运转所产生的高噪声。

6.1.4 固体废物

施工时由于井下开拓及工业场地建设平整土地、建设构筑物等过程中会产生一定量的施工余土、废石和部分建筑垃圾。

施工所产生的弃土、弃渣应全部用于回填取土坑，平整。并配备相应管理人员，加强现场监管。

施工区垃圾具有分散、不易收集等特点，对其处理措施有以下几方面：

(1) 根据施工布置，每一个工区设立一个垃圾收集站，统一布署，合理布设，并向广大施工人员作好卫生宣传工作，使他们养成向垃圾收集站投放垃圾的习惯。

(2) 配设垃圾清运员及相应工具，由专人及时进行垃圾的清运工作。

(3) 做好垃圾收集及处理的规划工作，将清运后的垃圾倒入指定的垃圾处理场中，避免由于垃圾处置不当而造成二次污染。

各施工区作业结束后，要及时、全面地进行清场工作，不得遗留有垃圾。

6.1.5 施工期对生态的保护措施

根据现状调查及生态功能区划，区域主要保护目标是项目区南侧的库木塔格风景名胜区，保护地貌和地表植被，防止水土流失。整个区内原生植被覆盖度较高，生态环境现状良好，施工期植被恢复应采取人工干预与自然恢复相结合措施，休生养息，逐步恢复生态多样性。

因此本项目采取的生态保护管理措施有：

①施工过程中，应将施工工人临时住所、材料堆放场设置在建设占地范围内，减少扰动范围；并在施工范围内布设彩条旗，以明确施工边界，防止工人及机械越界；

②大风天气施工时对区域的施工便道、施工场地以及运输道路要采用洒水车进行洒水防尘；

③施工车辆行走范围要严格控制在其所征地的施工便道内，两侧不得超过5m；

④施工时注重植被保护，尽量减少破坏或不破坏地表植被；

⑤施工期产生的建筑垃圾要及时清运，不得随意堆放；

⑥施工单位要加强施工过程中的管理措施,严格控制水土保持工程的施工质量,保证植物措施及时到位,减少施工过程中的水土流失。同时规范施工行为,必须进行水保法律法规宣传教育,增强施工人员的水土保持意识和保护生态环境的责任。

本项目采取的生态保护工程措施有:

①完井后钻井废弃泥浆、岩屑进入各井场泥浆池中晾晒,待固化后就地掩埋,并对井场进行整理、平整、压实。

②充分利用现有道路,尽量不新开临时性便道。

③要求所有的钻井队伍必须备好防渗土工膜(1.2mm)。在设备安装时均必须在设备下面铺垫防渗土工膜。

④所有钻井材料特别是钻井液外加剂必须密闭保存,加盖篷布,禁止裸露以造成污染影响。在钻井材料存放场地面进行方木衬垫。

⑤井场施工结束后,应及时对现场回填平整,清除残留的废弃物,防渗暂存池及时清理并恢复地貌。

⑥固定行车道路,严禁随意乱开便道,严禁破坏道路两侧植被,减少对沙漠的碾压;

⑦设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌,并从管理上对作业人员加强宣传教育,切实提高保护作业区生态环境的意识。

6.1.6 环境保护管理措施

(1) 应做好施工组织规划工作,要作到少占地;加强施工期间的宣传教育工作,以减少人为因素对植被的破坏。尤其要注意的是,施工车辆、机械应在规划的施工道路上行驶,严禁随意行驶,碾压植被。

(2) 加强对施工人员进行环境保护知识教育。提高施工人员的环境保护意识。

(3) 施工期间严禁破坏工程区内与工程本身无关的植被。

(4) 在签订施工承包合同时,应明确有关环境保护的条款,并在施工监理过程中予以全过程监督。施工期的环境管理措施由施工部门组织实施。

(5) 根据国家环保部发出的西部建设要加强环保管理的通知精神,对于生态环境影响大的建设项目,应推行施工期环境监理制度。因此本项目在施工期应

加强环境监理工作，设专人负责施工期环境保护措施实施的监督和管理工作的。

6.2 运营期环境保护措施及可行性论证

6.2.1 生态环境保护措施及生态恢复建设

6.2.1.1 生态环境保护措施

1、运营期生态保护措施

项目运营后，临时性占地将不同程度地得到恢复，但永久性占地的影响将一直存在，受其影响的植被将无法恢复，这包括井场、站场和道路的占地。为了减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动和植被破坏，减缓水土流失，建设单位必须严格遵守国家和地方有关动植物保护、防治水土流失、防沙治沙等环境保护法律法规，采取必要的生态恢复措施。

①推平柴油及水罐坡道，井场平整。

②井场、基地不得有垃圾。废料集中处理。

③井场、站场区域永久占地进行硬化处理。

④对临时性占地，包括站场、井场和道路应推平夯实处理，恢复原有基本地貌。

6.2.1.2 生态恢复建设

由于油田单井长期开采，其储量将逐年降低，最终进入闭井期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

①接转注汽站、井场退役

项目退役时，在各类站场首先尽量回收利用各种设备，同时清理、放空各种污染源，不遗留下明显的环境问题。

所有井场拆除采油设施，实施井筒安全封闭，完好的井管和经过固化的井壁可以保证井筒内的污染物不会影响周边地下水和土壤环境。

②集输管线退役

集输管线在退役后留在原地，使管线所在地的生态环境保持稳定。

③做好闭井期的地表恢复工作。

④拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。

⑤在对原有设备拆卸、转移过程中会产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑥设备排出的固体废物采用车辆拉运至当地环保部门指定地点处理，避免对周围环境造成影响。

通过以上措施的实施，本工程最终停止运行后，生态环境可以得到有效恢复，不会遗留明显的环境问题。

6.2.2 大气环境保护措施及其可行性论证

6.2.2.1 烃类气体挥发

以各个采油井场为中心的烃类无组织挥发是油田开发造成区域空气污染的主要因素之一，针对烃类无组织挥发所产生的大气污染，主要的防治措施就是加强设备的密封性，经常检查和更换井口密闭封垫，最大限度地减少油气的泄漏和挥发。

6.2.2.2 食堂烟气

本项目站场食堂烟气经高效油烟净化器（除油效率 $\geq 75\%$ ，设3个灶头）处理后，经高于食堂建筑屋顶1.5m排气筒排放，满足《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18438-2001）中的最高允许排放浓度限值要求。

6.2.3 废水处理措施可行性论证

本项目施工期排放的废水主要为钻井废水、试压废水和施工人员的生活污水。

①钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水及废弃泥浆含水的统称，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有石油类、COD等。本项目采用随钻处理技术，施工期产生的钻井废水与废弃泥浆一起进入随钻处理系统，处理后的分离废水部分在井场循环使用，剩余部分通过罐车拉运至综合处理

站污水处理系统。

完钻生产井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量完井废水。井场产生的少量完井废水与废弃泥浆一起排入随钻处理系统。

根据全国污染源普查系数 $\leq 2.5\text{km}$ 进尺普通油井钻井作业产排污系数，计算得出本项目单井钻井废水产生量为 28.2m^3 。本项目新钻井数为 84 口，钻井废水总产生量为 2368.8m^3 。钻井废水经分离后部分回用于井场，用于泥浆配制，回用量约占总量的 3%，剩余分离废水量约 2297.7m^3 ，使用装罐车运送到综合处理站的污水处理系统进行处理，出水水质达到《油田污水回用湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）中主要指标后回用于电蒸汽锅炉供水。

②试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。本项目集油支干线总长度 2km，采用分段试压，分段试压用水最大量约为 26m^3 。本项目开采为滚动开发，内部集油和供水支线为分段建设，分段试压，由于每段支线长度较短，因此单次试压用水量较小。管线试压废水排入罐车内，拉运至综合处理站污水处理系统，处理后回用。

③生活污水

本项目井场分 3 年建设，施工期较长，总施工时间约 600 天。一般每个钻井队 30 人（现场 15 人），按每人每天排放废水 $0.05\text{m}^3/\text{d}$ 计，则整个施工期的生活污水产生量为 900m^3 ，废水中主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等，拟排入移动防渗旱厕，钻井结束后均及时填埋，不会对环境造成污染。

6.2.4 噪声控制措施可行性论证

本项目运营期产生的噪声主要为站内设备运行产生的噪声和井场抽机噪声等。主要噪声源为输油泵、水泵、注汽锅炉、抽油机等。通过将声源较大的设备置于室内，并在站的周围修建围墙等措施，场界外能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

6.2.5 固体废弃物污染防治措施可行性论证

（1）落地油

本项目对完钻井安装了井下卸油器，在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管），目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往危废暂存池进行处理，通过采取这种修井方式，大大减少了修井时原油的散落。

（2）油泥

运营期固废主要为危废暂存池产生的清罐油泥，本项目运行期油泥产生量为33.3~280.83t/a，本项目在危废暂存池内设500m³含油污泥暂存池，该暂存池采取了防渗措施，并加盖了防雨棚、截洪沟和应急池，暂存池设计满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中标准要求，油泥（砂）委托有资质单位统一处理。

对于非正常生产情况下的事故泄漏，要在设计施工和生产过程加强QHSE管理体系的建设，提高事故防范措施和事故应急措施的能力，提高全体职工的安全意识，使风险事故的发生率降至最低，对事故情况下产生的落地油及时回收处理。

（3）生活垃圾

本项目运行期站场人员生活垃圾集中清运至周边城镇的垃圾填埋场处理，避免二次污染，不会对环境产生明显影响。

7.环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析主要是衡量项目的环保投资所能收到的环境效益和经济效益，建设项目应力争达到社会效益、环境效益、经济效益的统一，这样才能符合可持续发展的要求，实现经济的持续发展和环境质量的不断改善。

7.1 项目经济效益分析

本项目工程建设总投资为 133618 万元，其中建设工程投资为 119000 万元，流动资金 14618 万元。项目所需建设资金及生产用流动资金全部由企业自筹解决。项目可研经济评价结论见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目经济评价结论

序号	指标名称	单位	数量	备注
1	总投资	万元	133618	
1.1	建设投资	万元	119000	
1.2	流动资金	万元	14618	
2	成本与费用			
2.1	总成本费用	万元/a	119000	服务期内年总成本
	其中：前期露天开采	万元/a	64805	
	后期地下开采	万元/a	54195	
2.2	单位成本	万元/t	52519	
	前期露天开采单位成本	元/t	43377	
	后期地下开采单位成本	元/t	9142	
3	销售收入、税金与利润			达产年平均
3.1	年销售收入	万元/a	542108	
3.2	年销售税金及附加	万元/a	452919	
3.3	年利润	万元/a	89189	
3.4	年上缴所得税	万元/a	22297	
3.5	年税后利润	万元/a	66892	
3.6	静态投资回收期	a	6.49	
4	总投资收益率	%	15.19	

从上表可以看出本项目达产年份销售收入为 542108 万元，年平均实现利润 89189 万元，年平均上缴企业所得税 22297 万元，年平均实现净利润 66892 万元，通过上述分析，说明赢利能力满足了行业最低要求；投资回收期小于行业基准投资回收期。所以本项目在经济上是可行的。

7.2 项目社会效益分析

该项目的建设和实施过程中将投入大量的资金用于建设和生产,将刺激当地的经济需求,带动当地和周边地区的经济发展,促进电力、运输、建材、商业、服务等相关行业和基础设施的发展建设,加速吐鲁番地区的经济发展,提升加速吐鲁番地区的经济实力。同时,项目建成投产后能促进产业结构的合理调整,提高油砂矿的开采量,寻找新的经济增长点,增加财政税源,壮大地方经济。

另外,该项目在建设期内需要大量的劳动力参与生产建设活动,将为项目区提供大量的就业机会,有利于安置社会富余劳力和下岗分流人员,同时,建成投产后又能解决当地部分人员的就业问题,对增加当地群众的收入,提高生活水平有着积极的促进作用。

7.3 项目环境效益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的重要环节之一,它的主要任务是衡量建设项目需要投入的环保投资所能收到的环保效果,及其建设项目对外界产生的环境影响、经济影响和社会影响。

一个建设项目对社会经济环境常常带来一些显著的影响,其影响有正面的也有负面的。社会影响、经济影响、环境影响的最佳结合点可以使得人类的生活质量持续提高。它们三者之间既相互制约,又相互促进,只有站在一个全局的高度,综合考虑全局利益和局部利益、远期利益和近期利益,才能实现社会的良性发展、经济的持续增长、环境的不断改善。

本项目环保设施包括废水、固体废物、噪声防治、生态恢复等,其工程内容见表 7.3-1:

表 7.3-1 环保投资费用估算表

项目	环保措施概要	投资(万元)
废气处理	井口密封材料(每个生产井投资 500 元)	4.6
	食堂油烟净化器	2
废水处理	2000m ³ 采出液处理系统及软化水处理系统	1441
	处理规模为 20m ³ /d 生活污水处理站	15
	固井水泥套管(每口井投资 0.8 万元)	73.6
地下水防控措施	井场、管线及站场地下水防渗措施	30

	地下水监测	10
固废处理	随钻处理系统（收费单价 220 元/m ³ ）	33.4
	垃圾船、危废暂存池	10
噪声处理	降噪及消声器等	50
水土保持及绿化	恢复植被、绿化	70
其他	矿区、生活区绿化及草地恢复；	50
合计		1789.6

本项目总投资 133618 万元。其中环保投资为 490.6 万元，占总投资的 1.34%。

7.4 结论

综上所述，本项目具有较好的经济效益和社会效益，同时也对环境产生负面影响较小。但一定要重视建设项目的环境保护工作，落实环境保护治理投资。尽管环保设施投资所产生的直接经济效益不明显，却获得了较好的环境效益和社会效益，其长期效益是显著的。

8.环境管理与监测计划

按照《建设项目环境保护管理设计规定》和《冶金工业环境保护设计规定》有关规定，矿山在开发建设同时，应结合企业生产与当地环境实际，建立健全矿山环境管理机构和各项规章制度，规范企业的环境行为，推行清洁生产、循环经济，实现节能减排。

8.1 环境管理

评价建议公司实行一级机构二级管理，即总经理领导下一人主管、副总经理分工负责制，对该矿环境管理提出以下具体意见。

8.1.1 机构设置、人员配备及职责

8.1.1.1 建立环保领导小组

以总经理、主管生产与环保副总经理任正、副组长，各部门负责为成员环保领导小组，具体工作由环保科归口管理；主要工作职责是贯彻执行国家和地方环保法律法规，审定和决策油砂矿污染治理方案，落实环保岗位职责，及时解决矿山环境保护中出现的重大问题。

8.1.1.2 成立清洁生产领导小组

由公司主管生产或技术副总经理任组长，环保科长任副组长，各部门负责人为组员；其主要职责是负责全矿各生产系统开展和实施清洁生产审计。

8.1.1.3 设环保科

配备 1 名科长和 2~3 名科员，专职负责全矿环境管理工作。

环保科主要职责如下：

(1) 贯彻执行国家、地方环境保护有关法律、法规和行业环境保护技术政策；

(2) 组织制定环境保护管理制度并监督执行；

(3) 制定并组织实施环境保护规划和计划；

(4) 领导和组织本矿山的环境监测；

(5) 检查矿山环境保护设施的运行；

- (6) 推广应用环境保护先进技术和经验；
- (7) 组织开展矿山环境保护专业技术培训，提高人员素质水平；
- (8) 组织开展本企业的环境保护科研和学术交流。

在生产车间或工段设置环保兼职人员，要求与环境污染和生态破坏的生产岗位必须明确环境管理任务和责任，并将其列入岗位职责，与其岗位效益挂钩，定期检查、考核，使企业环境管理制度落到实处。

8.1.2 矿山环境保护管理制度

建立健全矿山环境管理制度及各项环保设施的运行操作规程，并监督实施。评价提出矿山环境管理制度见表 8.1-1，环保设施操作维护规程见表 8.1-2。

表 8.1-1 环境保护管理制度表

实施部门	主要内容
本矿 环保科	1、环境保护管理办法
	2、内部环境保护审核、例会制度
	3、矿山环境保护目标与指标考核制度
	4、清洁生产审核、环境保护宣传教育与环境保护岗位责任奖惩制度
	5、环境事故风险应急管理制度
	6、环保设施与设备定期检查、维护制度
	7、环境监测制度
	8、环境保护档案管理制度
	9、重点环保设施及污染控制点巡回检查制度

表 8.1-2 环保设备、设施管理规程表

实施部门	主要管理内容
本矿 环保科	1、通风、除尘、洒水抑尘环保设施与设备运行、维护规程
	2、生产废水和生活污水处理、回用系统运行与维护规程
	3、高噪声设备隔声、消声等设施的维护规程
	4、采矿~恢复一体化技术操作规程

8.1.3 矿山环境管理工作计划

建设单位应制定矿山开发建设各阶段的环境管理工作计划及具体工作内容，评价建议见表 8.1-3。

表 8.1-3 环境管理工作计划表（建议）

阶段	环境管理主要任务内容
项目建设前期	<ol style="list-style-type: none"> 1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环保工程设计工作； 2、制定企业环境保护工作计划； 3、可研阶段，委托有资质单位开展项目环境影响评价、水土保持、土地复垦和地质环境保护与治理方案等工作； 4、设计阶段，委托设计单位按照《建设项目环境保护设计规范》编制初步设计及其环保篇章，具体落实环境影响报告书及其审批意见确定的各项环保工程措施和投资概算。
施工期	<ol style="list-style-type: none"> 1、试生产前，建设单位开展自主验收工作； 2、配合生态环境部或自治区生态环境厅对本项目环境保护设施及其他环保措施的落实情况进行现场核查； 3、试生产期间，检查与主体工程配套建设的环保设施同时投入试运行情况； 4、建设单位开展自主验收工作，编制环保竣工监测和调查报告，并做好环保验收前的各项工作； 5、总结试生产经验，针对存在及出现的问题进行整改，提出补救措施方案； 6、申报排污许可证。
运营期	<ol style="list-style-type: none"> 1、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 2、严格执行环境管理规章制度，确保环保设施正常稳定运行； 3、按照环境管理监测计划开展环境与污染源监测，发现问题及时处理； 4、开展矿山清洁生产审核，优选采掘清洁生产工艺； 5、结合本矿生产计划和当地生态保护规划要求，制定矿区生态恢复综合整治规划，规划内容包括资源开发利用、生态环境保护、地质灾害防治、水土保持、土地恢复等；制定采矿~恢复一体化技术规程，并组织实施； 6 加强国家和地方环保法律法规和政策宣传，提高员工环保责任意识，提升企业环境管理水平。
闭矿期	<ol style="list-style-type: none"> 1、依照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》及修改单有关规定，应制定采矿场关闭或封场计划，并报当地县级以上环保部门核准，并采取污染防治措施； 2、制定矿山闭矿期土地恢复与生态恢复计划； 3、制定关闭或封场后环境管理和监测计划。
环境管理工作重点	<ol style="list-style-type: none"> 1、强化矿山环境管理，重点应加强污染源及环境风险管理； 2、制定矿山污废水资源化利用方案，要求污废水全部回用，不外排； 3、制定矿区生态恢复综合整治规划实施细则，并组织实施。

8.1.4 排污口规范化管理

按照国家环保总局《排污口规范化整治技术要求》，对本项目排污口规范化

管理要求见表 8.1-4。

表 8.1-4 排污口规范化管理要求表

项 目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的排污口必须进行规范化管理； 2、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督与检查； 3、如实向环保管理部门申报排污口数量、位置，排放主要污染物种类、数量和浓度与排放去向等方面情况。
技术要求	1、排污口设置必须按照环监（1996）470 号文要求，实行规范化管理。
立标管理	1、污染物排放口(源)，必须实行规范化整治，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）中相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距离污染物排放口（源）等较近且醒目处，设置高度一般为标志牌上缘距离地面 2m 处； 3、重点排污单位污染物排放口（源）以设置立式标志牌为主； 4、油库必须设置警告性环保图形标志牌；
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，按要求填写有关内容； 2、严格按照制定环境管理计划，根据排污口管理内容、要求，在工程建成后将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向，立标情况及设施运行情况记录于档案。





排放口	废水排口	废气排口	固废堆场	噪声源
图形符号				
背景颜色	绿色			
图形颜色	白色			

图 8.1-1 排放口图形标志

8.2 环境监控

8.2.1 建设期环保措施监控要点

(1) 开展建设期的环境监理，落实矿山建设过程的污染防治措施，确保与主体工程配套建设的环保设施和生态保护措施同时建设。建议当地环保部门加强建设期的环境监督与管理。

(2) 对矿山基建产生的表土、底土和岩石等应分类堆放、分类管理并充分利用,对表土和底土应进行保护性堆存,优先用作废弃地复垦时的土壤重构用土。

(3) 严格控制矿山开发建设用地,施工结束后临时占地、临时便道等必须及时并全部恢复。

8.2.2 运营期环保措施监控要点

(1) 把矿山的环境管理、污染防治和生态恢复纳入矿山正常生产与企业生产管理之中,从计划管理、生产管理、技术管理、设备管理到经济成本核算都要有环境保护的具体内容和指标,并要落实到车间、班组和岗位。

(2) 严格执行环境管理规章制度,确保环保设施正常稳定运行。

(3) 积极采取适合本矿山和当地环境实际的采矿~恢复治理一体化技术,做到边采矿、边恢复。

(4) 加强矿山环境污染事故的风险管理,落实各环节防范措施,制定环境风险应急预案,强化应急处置机制。

(5) 加强运营期环境监测,发现问题及时处理。

8.2.3 闭矿期环保措施监控要点

矿区等服务期满后,应对其永久性坡面进行稳定化处理,并及时封场和复垦。

8.2.4 环境监测

(1) 建设期、运营期污染源和环境监测可委托当地有资质的环境监测站承担。同时,油砂矿应建立健全污染源监控和环境监测技术档案,主动接受当地环保行政主管部门的工作指导、监督和检查。

(2) 环境监测应按国家和地方环保要求,采用国家规定标准监测方法进行;应按照规定,定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

8.2.5 环境监测计划

8.2.5.1 施工期监测内容

为了及时了解和掌握拟建项目施工期主要污染物的排放情况,建设单位应委托有资质的环境监测部门对其污染源和施工场界周边的环境质量进行监测,监测要求见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境监测要求

监测类别	监测项目	监测点位置	监测点数	监测频次
场界噪声	Leq(A)	施工场界四周	4	一年一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2	一年一次

8.2.5.2 运营期监测内容

运营期监测内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境监测计划表

序号	监测内容		监测因子、频率	监测点位
1	生态环境质量	植被	1.调查项目：植被类型、植物的种类、组成、高度、盖度、产量 2.调查频率：1次/年	进场道路两侧等布设 3~5 个调查点
	监控	生物多样性	1.调查项目：物种数 2.调查频率：1次/年	进场道路沿线
2	大气环境质量监测		1.监测项目：TSP 2.监测频率：1次/年，环境监测点每次连续监测 7 天；污染源监测点监测 2 天	环境监测点：采场工业广场上、下风向，代表矿区上风向大气环境质量现状背景值。 污染源监测点：各通风进出口
3	水环境监测		1.调查项目：pH 值、SS、CODcr、NH ₃ -N 等 2.调查频率：1次/年	高位水池
			1.调查项目：CODcr、SS、BOD ₅ 、NH ₃ -N 2.调查频率：1次/年	生活区生活污水处理装置出口处
4	声环境质量监测		1.监测项目：厂界噪声 2.监测频率：1—2次/年，每次昼、夜各一次	采矿场周界各布设一个监测点
5	生态恢复监管内容		矿山的开采导致矿区原有地形地貌发生变化，破坏了矿区地表植被和自然景观，同时也会影响物种的多样性，破坏原有的生态系统。	生态监管主要是针对矿山区域，定期调查和统计拟建项目运行期破坏的植被面积、种类和生物量；检查矿区周围、道路两侧绿化工作计划完成进度，以及水土流失的控制情况，并根据实际情况随时修正矿山生态恢复计划，保证各项计划落实到位。

8.3 环境保护竣工验收计划

本项目验收内容见以下的“三同时”验收表，建设项目各项污染物治理必须严格执行“三同时”制度，具体计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 环境保护“三同时”验收一览表

工段	类别	项目名称	环保设施	数量(套)	治理因子	效果及要求
运营期	废气	反排混合气	经 15m 高排气筒排放	1	废气	达标排放
		无组织烃类气体挥发	增加井口密封性	92	废气	
		食堂油烟	油烟收集后通过高效油烟净化系统处理,通过 1.5m 高的排气筒排放	1	废气	
	废水	随钻处理系统废水	部分回用于井场, 剩余部分用罐车拉至矿区处理	/	SS、COD _{Cr} 、BOD ₅ 、NH ₃ -N、动植物油	井下作业、地面堆场及道路降尘; 生活污水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 一级 A 标准, 达标后用于矿区绿化、道路洒水。
		生产废水	设含油污水及软化水处理设施	1		
	噪声	柴油机噪声	柴油机消声器	/	噪声	厂界噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》中的 2 类标准
	固废	随钻处理系统	集中收集后综合利用	/	泥饼	集中收集后综合利用
		落地油回收	安装泄油器, 采用清洁修井平台	/	修井落地油	回收率达到 100%
		油泥处理	委托有资质单位处理	/	废油泥	处理后不对环境产生二次污染
		生活垃圾	定期拉运至大河沿镇垃圾填埋场统一处理	/	生活垃圾	生活垃圾集中收集, 定期填埋处理
	生	绿化工程	耐旱植被	/		绿化环境

	态	防洪	办公生活区等上游修建截排水渠	/	降低灾害风险，保障安全
闭矿期	生态恢复	土地恢复	拆除不用的建筑，恢复土地原有功能	/	景观和植被恢复
		井口封堵	井口封堵完整，采取遮挡和防护措施，并设立警示牌。	/	矿山闭矿后安全管理，防止野生动物掉进矿井
		矿山道路	开挖排水沟	/	防止水土流失
		生活区	闭矿后清理生活区迹地	/	恢复地表植被
		采矿回填	废石回填采坑，尽可能恢复原有地貌	/	恢复地表植被
		生活垃圾	垃圾堆放在生活区垃圾池，定期拉运至大河沿镇垃圾填埋场统一处理	/	实现卫生填埋

9.环境影响评价结论

9.1 项目概况

项目名称：新疆鄯善县琼坎儿孜油砂矿

建设单位：青河县恒大矿业勘察有限责任公司

项目性质：新建项目

项目投资：133618万元人民币，项目建设投资全部由企业自筹。

矿区范围：矿区面积25.77km²

建设地点：本项目矿区位于新疆吐鲁番市鄯善县境内，行政隶属新疆吐鲁番市鄯善县七克台镇，距七克台镇8km，距鄯善县城30km。矿区范围依据《新疆维吾尔自治区自然资源厅划定矿区范围批复》，地理位置处于东经90°27'55"~90°34'10"，北纬42°55'00"~42°58'00"，中心点地理坐标：东经90°31'02"，北纬42°56'5.15"。矿区距312国道仅6km，距鄯善火车站20km，矿区与鄯善县城有专用三级柏油公路相通，与G30（312）国道、与鄯善火车站有砂石公路相连，交通极为方便。

9.2 评价结论

9.2.1 环境现状评价结论

9.2.1.1 大气环境

根据本次对项目区大气环境质量现状监测结果可知，监测期间评价区域环境空气质量中 NO₂、SO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 等监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

9.2.1.2 地下水环境

地下水环境质量现状：监测结果各监测因子中，除耗氧量略有超标外，其余各项检测指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准要求。耗氧量超标原因可能为周边村庄生活及农业面源污染影响。

9.2.1.3 声环境

声环境质量现状：本工程评价区域环境噪声昼夜皆满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准。

9.2.1.4 土壤环境

项目区土壤中镉、铜、砷、铅、汞、镍等与项目有关的重金属监测数据均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中第二类用地筛选值要求。

9.2.2 环境影响评价结论

9.2.2.1 大气环境影响评价结论

施工期废气包括井场和管线施工扬尘、钻井时柴油机排放的烟气以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、SO₂、TSP、CO等，对周边环境影响较小；运行期废气主要为各井场挥发的烃类气体和运输车辆尾气等。油气集输及储运系统挥发的烃类气体根据预测结果，厂界可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值4.0mg/m³的规定要求，对区域空气环境影响较小；闭井期井场、联合站的烃类气体挥发量将明显下降，排入环境空气中的废气也将逐渐减少，并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失。

9.2.2.2 水环境影响评价结论

施工期废水包括分离废水、试压废水和施工人员的生活污水，运行期废水包括井下作业废水（修井和洗井废水）和采油废水，生产废水排入综合处理站污水处理系统处理后回用于注汽锅炉用水，不外排；生活污水经处理后用于站场内绿化。本项目钻井废水不含石油类，且采取有效措施，提高固井质量后，钻井废水不会对地下水产生明显影响。运行期井下作业井下作业废水（修井和洗井废水）均依托联合站污水处理系统处理后回用，不外排，正常情况下对区域地下水环境影响较小。

9.2.2.3 噪声影响评价结论

项目区周围无环境敏感点，在运营期本项目产生噪声、振动对周围环境的影响十分有限，主要是对矿区职工的影响，在采取本环评提出的噪声防治措施后，

噪声的影响将进一步减轻，影响不大。

9.2.2.4 固废环境影响评价结论

施工期固体废物主要有钻井时产生的泥饼、废岩屑和生活垃圾等，随钻处理系统产生的泥饼不属于危险废物，采取综合利用等措施后，对环境的影响较小。生产运行期固体废物主要为油泥（砂）等，属于危险废物，送有资质单位处理。

综上，本项目针对施工期和运行期产生的废气、废水、噪声和固废各类污染物，均采取有效的污染防治措施，因此本项目建设对周边环境的影响较小。

9.2.2.5 生态环境影响评价结论

项目实施与运行对区域自然体系中生态环境自身的异质化程度影响不大，不会对评价区域自然体系的稳定性造成影响。

矿山开发中扰动地表、占用并破坏大量土地，改变土地的原有使用功能，降低土壤生产能力。

本项目对生态环境的影响主要表现为占地对土地使用功能的影响，对区域景观的影响，对其上生长的天然植被的影响，对生物量的影响，对野生动物生存空间及食源的影响等。本项目矿山工程的建设及运营过程中，永久及非永久占地、固废排放、噪声、人为活动等对生态环境的影响不大。在经过一定人工恢复措施，该区域内的生态系统可逐渐恢复。

9.2.3 污染治理措施分析结论

本项目对废气污染源、噪声污染源和废水污染源采取了一定的治理措施，采取的治理措施具体、实效、可操作性强，经济合理可行。

9.2.4 清洁生产

本项目所采取的工艺技术、生产设备以及相应的“三废”治理措施等，能最大限度地削减了污染物的排放，减轻了公司末端“三废”治理的压力，同时公司也从节能降耗中获取到了经济效益。琼坎儿孜油砂矿项目符合国家清洁生产指标，其各项工艺技术较先进，总体水平能够达到国内清洁生产基本水平，个别指标达到国内清洁生产先进水平，整体清洁生产水平为国内一般。

9.2.5 总量控制

项目大气污染物主要为非甲烷总烃；生产废水循环利用，不外排；生活污水经排水管道收集汇流至生活污水处理站，处理达标后夏季用于矿区绿化和道路降尘，冬季贮存自然蒸发；本项目油砂油储罐、沉降罐“大、小呼吸”，本项目总量控制指标建议为：VOCs：32.6t/a。

9.2.6 公众参与调查结论

青河县恒大矿业勘察有限责任公司按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）的要求进行了本项目环境影响报告书的公众参与调查，于2019年6月24日在新疆维吾尔自治区鄯善县人民政府网<http://www.xjss.gov.cn/xjssx/ggtz/2019/529140.htm>进行了第一次信息公示。2019年7月初拟进行第二次信息公示，公示期为10个工作日，并在公示期间以登报和张贴公告的方式同步公开。本项目在公示期间未收到公众通过网络、电话及书信等方式提出的意见。

9.2.7 环境影响经济损益分析

本项目具有较好的经济效益和社会效益，同时也对环境造成一定的负面影响。因此，一定要重视建设项目的环境保护工作，落实环境保护治理投资。尽管环保设施投资所产生的直接经济效益不明显，但却获得了较好的环境效益额社会效益，其长期效益是显著的。

9.2.8 综合评价结论

本项目为油砂矿蒸汽吞吐开采项目，符合国家产业政策。项目在生产运营期间以及闭井期，在采取本环评及开发利用方案中提出的各种措施后，可做到污染物达标排放的要求。项目主要的影响是对区域生态环境的影响，在做到有效的防治措施后，可减少对生态环境的影响。所以，本项目从环保的角度分析，是基本可行的。

9.3 要求及建议

(1) 要求建设单位，加强环保设备运行管理及维护，按照环保设备使用期限及时更换环保设备，确保粉尘达标排放。

- (2) 加强操作工人的技术水平，熟练掌握先进技术。
- (3) 加强无组织排放治理和防护措施，防止发生二次扬尘污染。
- (4) 按时发放劳保用品，保护工人利益。
- (5) 采取有效的噪声防治设施，确保厂界噪声达标。
- (6) 严格按照本报告中论述的治理措施进行实施，工程竣工后经验收合格后方可正式生产。
- (7) 定期进行环境保护教育，提高全矿职工的环保意识，制定严格的、可行的环境保护指标作为考核依据。
- (8) 全矿应设置专职人员负责矿山环保工作，保证各项环保措施得到落实。
- (9) 区域生态环境质量脆弱，建设方应充分考虑利用处理过的生活污水及矿井排水进行绿化，减少水土流失。
- (10) 确保矿界范围内植被不因本项目矿山的开发利用而遭到人为破坏。
- (11) 闭矿时留有足够的资金，用于项目退役后的设施、建筑拆除及进行生态恢复。